



ITIE

Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives - ITIE Tchad

Rapport ITIE 2019

Février 2022



Table des matières

1. RESUME EXECUTIF	11
1.1. Introduction	11
1.2. Chiffres clés du Rapport ITIE 2019	12
1.3. Etendue du rapport	16
1.4. Exhaustivité et fiabilité des données	16
1.5. Recommandations	16
2. APERÇU SUR L'ITIE TCHAD	19
2.1 Comprendre l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (ITIE).....	19
2.2 Historique de l'ITIE Tchad	19
2.3 Aperçu des activités de l'ITIE au Tchad	19
2.4 Politique de données ouvertes.....	19
3. APPROCHE ET METHODOLOGIE	21
3.1 Définition et approche du périmètre du rapport.....	21
3.2 Collecte des données	25
3.3 Base et période des déclarations	25
3.4 Procédures d'assurance des données ITIE	26
3.5 Niveau de désagrégation	26
3.6 Résultat des travaux de rapprochement des données.....	29
4. CONTEXTE DU SECTEUR EXTRACTIF AU TCHAD	34
4.1 Contexte du secteur extractif	34
4.2 Cadre juridique, institutionnel et régime fiscal	40
4.3 Registre des licences.....	53
4.4 Octroi des licences et des contrats	55
4.5 Divulgateion des contrats.....	62
4.6 Propriété effective	63
4.7 Participation de l'État	65
4.8 Production et Exportation	81
4.9 Revenus du secteur extractif	85
4.10 Affectation des revenus	100
4.11 Dépenses quasi budgétaires	113
4.12 Dépenses sociales et économiques.....	115
4.13 Dépenses environnementales	120
4.14 Pratiques d'audit	124
5 SECTEUR EXTRACTIF EN CHIFFRES	128
5.1 Paiements du secteur extractif	128
5.2 Revenus budgétaires.....	130
5.3 Paiements Par Projet	133
5.4 Contribution du secteur extractif à l'économie	134
5.5 Impact de la pandémie COVID 19 sur le secteur extractif	135
6 RECOMMANDATIONS ET CONSTATATIONS	140

6.1	Recommandations du rapport ITIE 2019	140
6.2	Suivi des recommandations des rapports antérieurs	150
ANNEXES	160

Liste des Abréviations

LISTE DES ABREVIATIONS	
AER	Autorisation Exclusive de Recherche
ARSAT	Autorité de Régulation du Secteur Pétrolier Aval du Tchad
BAD	Banque Africaine de Développement
Bbl	Barils
BEAC	Banque des Etats de l'Afrique centrale
CAC	Commissaire aux comptes
CAF	Coût Assurance Fret
CC	Contrat de Concession
CCC	Chambre de Commerce et Consulaire
CCI	Contribution Communautaire d'Intégration
CCSRP	Collège de Contrôle et de Surveillance des Recettes Pétrolières
CEMAC	Communauté Économique et Monétaire des Etats de l'Afrique Centrale CGI
CNPCI	China National Petroleum Corporation International
CNPS	Caisse Nationale de Prévoyance Sociale
CPGRP	Comité Provisoire de Gestion des Revenus Pétroliers
COTCO	Cameroun Oil Transportation Company
CPP	Contrat de Partage de Production
DDI	Droits de douane à l'importation
DG	Directeur Général
DGI	Direction Générale des Impôts
DGSDDI	Direction Générale des Services de Douanes et des Droits Indirects
DGTCP	Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique
DGTP	Direction Générale Technique du Pétrole
DGTM	Direction Générale Technique des Mines
EEPCI	Esso Exploration & Production Chad Inc
FCFA	Franc de la Coopération Financière en Afrique
FD	Formulaire de Déclaration
FER	Fond d'Entretien Routier
FOB	Free on Board
GMP	Groupe Multi Partite
HCN-ITIE	Haut Comité National de l'ITIE
IFAC	International Federation of Accountants
IRCM	Impôt sur le Revenu des Capitaux Mobiliers
IRPP	Impôt sur le Revenu des Personnes Physiques
IS	Impôt sur les Sociétés
ISRS	International Standards on Related Services
ITIE	Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives
LF	Loi de Finances
LFR	Loi de Finances Rectificative
MPME	Ministère du Pétrole, des Mines et de l'Energie
NC	Non-communicé
OHADA	Organisation pour l'Harmonisation en Afrique du Droit des Affaires
ONASA	Office National de Sécurité Alimentaire
OPIC	Overseas Petroleum and Investment Corporation PCM
PCT	Petrochad Transportation
PIB	Produit Intérieur Brut

LISTE DES ABREVIATIONS

PM	Premier Ministre
QP	Quote-Part
RAV	Redevance Audio Visuelle
RIK	Redevance en Nature
SCHL	Société de Concassage de Hadjer Lamis
SHT	Société des Hydrocarbures du Tchad
SONACIM	Société Nationale de Ciment
SONAMIG	Société Nationale des Mines et de la Géologie
SOTEC	Société Tchadienne d'Exploitation des Carrières SRN
TCI	Taxe Communautaire d'Intégration
TCP	Taxe de Préférence Communautaire
TdR	Termes de Référence
TOFE	Tableau des Operations Financières de l'Etat
TOTCO	Tchad Oil Transportation Company
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée
TVLP	Taxe sur la Valeur des Locaux Professionnels
UHC	United Hydrocarbon Chad Ltd
USD	Dollar des États-Unis d'Amérique

Liste des tableaux

Tableau 1 Paiements globaux des entreprises extractives en 2019	12
Tableau 2 Paiements issus des revenus en nature (2019)	12
Tableau 3 : Paiements en numéraire (2019)	13
Tableau 4 Recettes budgétaires du secteur extractif en 2019.....	14
Tableau 5 Contribution du secteur extractif à l'économie en 2019	14
Tableau 6 Production pétrolière par consortium (2019).....	15
Tableau 7 Production minière par substance (2019)	15
Tableau 8 Production pétrolière par consortium (2019).....	15
Tableau 9 Récapitulatif des informations demandées dans le formulaire de déclaration	25
Tableau 10 Flux de paiements liquidés et recouverts par projet	27
Tableau 11 Caractéristiques des permis exploités par le consortium EEPCI	36
Tableau 12 Caractéristiques des permis exploités par le consortium CNPCI.....	36
Tableau 13 Autorisations d'exploitation du groupe Glencore au Tchad	37
Tableau 14 Structure Gouvernementales intervenant dans le Secteur des Hydrocarbures	41
Tableau 15 Principaux instruments du régime de concession.....	42
Tableau 16 Principaux instruments du régime contractuel	43
Tableau 17 Régime fiscal spécifique aux sociétés pétrolières.....	44
Tableau 18 Principaux impôts et taxes de droits commun	45
Tableau 19 Avantages fiscaux et exonérations accordées aux sociétés pétrolières	46
Tableau 20 Structures Gouvernementales intervenant dans le secteur minier.....	48
Tableau 21 Avantages accordés aux activités de recherche selon le nouveau Code Minier	50
Tableau 22 Régime de stabilisation fiscal et douanier.....	51
Tableau 23 Types de licences pétrolières	53
Tableau 24 Types de titres et autorisation sous le Code minier (1995)	53
Tableau 25 Types de titres et autorisation sous le Code minier (2018)	54
Tableau 26 Contrats et permis accordés dans le secteur pétrolier en 2019	59
Tableau 27 Participations de l'Etat dans les contrats pétroliers en 2019	65
Tableau 28 Interest Oil Etat en 2019	67
Tableau 29 Participations de l'Etat dans le capital des sociétés opérant dans le secteur des hydrocarbures au 31 décembre 2019	67
Tableau 30 Situation des participations financières de la SHT en 2019	68
Tableau 31 Structure du capital de la société TOTCO	77
Tableau 32 Structure du capital de la société COTCO en 2019	77
Tableau 33 Participations de l'Etat dans le capital des sociétés minières en 2019.....	78
Tableau 34 Participation de l'Etat dans la SONACIM	79
Tableau 35 Production de pétrole brut par champ en 2019.....	81
Tableau 36 Exportations de pétrole brut par consortium et par pays de destination 2019.....	83
Tableau 37 Partage de la production pétrolière en 2019.....	85
Tableau 38 Etat des enlèvements effectués en 2019 en bbl	87
Tableau 39 Etat des enlèvements de pétrole brut destinés à l'exportation et recouverts en 2019	89
Tableau 40 Rapatriements des revenus directs pétroliers sur le compte du trésor en 2019	90
Tableau 41 Conditions de la dette Glencore	91
Tableau 42 Situation de la dette Glencore au 31/12/2019	94
Tableau 43 Situation des dettes et créances réciproques SRN, Etat, SHT, CNPIC et Cliveden au 31 décembre 2017	95
Tableau 44 Situation des dettes et créances réciproques SRN, Etat, SHT, CNPIC et Cliveden après compensation	96
Tableau 45 Droits de passage collectés par la société TOTCO en 2019.....	97
Tableau 46 Dividendes servis par la société TOTCO à l'Etat et à SHT en 2019	98
Tableau 47 Dividendes servis par la société COTCO à l'Etat et à SHT en 2019	98
Tableau 48 Paiements du secteur de raffinage 2019.....	99
Tableau 49 Processus budgétaire du Tchad	100
Tableau 50 Clés d'affectation des revenus directs pétroliers	103
Tableau 51 Redevances pétrolières enlevées en 2019	107
Tableau 52 Transferts des revenus pétroliers au régions productrices en 2019	107
Tableau 53 Dépenses sociales volontaires des opérateurs pétroliers (2019).....	115
Tableau 54 Évaluation du Cadre de l'audit et du Contrôle au Tchad	125
Tableau 55 Paiements en numéraire des entreprises désagrégés par flux, par entité perceptrice et par Secteur	128
Tableau 56 Paiements en numéraires des Entreprises désagrégés par société	129
Tableau 57 Paiements issus des revenus en nature du secteur pétrolier	130
Tableau 58 Paiements par projet	133
Tableau 59 Contribution du secteur extractif dans le budget de l'Etat (2018-2019)	134
Tableau 60 Contribution du secteur extractif dans le PIB (2018-2019).....	134
Tableau 61 Contribution du secteur extractif dans les exportations (2018-2019)	134
Tableau 62 Mesures de riposte prises par les autorités face à la COVID-19.....	135

Liste des graphiques

Figure 2 Paiements des sociétés du secteur extractif	13
Figure 3 Contribution du secteur extractif dans les revenus de l'Etat, l'exportation et le PIB	14
Figure 4: Carte des champs pétroliers	34
Figure 5 Carte du Pipeline TOTCO-COTCO.....	35
Figure 6 Flux de paiements générés par un contrat de concession	42
Figure 7 Flux de paiements générés par un contrat de partage de production	43
Figure 8 Participations de la SHT à la suite du rachat des actifs de la société Chevron	69
Figure 9 La production de pétrole brut par Consortium en 2019	81
Figure 10 Exportations détaillées par consortium (En barils)	84
Figure 11 Exportations détaillées par pays de destination (En barils)	84
Figure 12 Recouvrement des revenus directs pétroliers.....	90
Figure 13 Opérations SWAP pétrole contre électricité entre l'Etat et SRN	95
Figure 14 Pipeline TOTCO/COTCO	98
Figure 15 Affectation des revenus directs pétroliers.....	103
Figure 16 Schéma de circulation des flux du secteur pétrolier	111
Figure 17 Schéma de circulation de flux du transport pétrolier	111
Figure 18 Schéma de circulation de flux du secteur de raffinage	112
Figure 19 Schéma de circulation de flux de paiement du secteur minier	112
Figure 20 Contribution par secteur aux revenus extractifs.....	130
Figure 21 Contribution par société aux revenus du Secteur des Hydrocarbures.....	131
Figure 22 Contribution par société aux revenus du secteur des Mines	131
Figure 23 Contribution par société aux revenus du Secteur du transport pétrolier.....	131
Figure 24 Contribution par flux aux revenus du Secteur des Hydrocarbures & de la Raffinerie et du transport Pétrolier	132
Figure 25 Contribution par flux aux revenus du secteur Mines et Carrières	132
Figure 26 Revenus par organisme collecteur	132

Conseil National ITIE (HCN)
République du Tchad

28 Février 2022

A l'attention de Monsieur le Président du HCN

Le Cabinet Karim Lourimi a été nommé par le Haut Comité National de l'ITIE (HCN) comme Administrateur Indépendant pour l'élaboration du Rapport ITIE 2019 du Tchad. Les travaux pour l'élaboration du présent rapport ont été réalisés entre le 1 novembre 2021 et le 17 février 2022 et ont été conduits conformément aux Termes de Référence (TdR) tels qu'approuvés par le HCN.

Notre mission a été effectuée selon la norme internationale de services connexes (International Standard on Related Services, Norme ISRS) relative aux missions de procédures convenues et plus précisément la norme N° 4400 relatives aux « missions d'examen d'informations financières sur la base de procédures convenues ».

Les procédures convenues ne constituent ni un audit ni un examen limité des revenus extractifs selon les normes internationales d'audit ou les normes internationales d'examen limité. L'audit des données incluses dans le présent rapport n'entre pas dans les Termes de Référence de notre mission. Toutefois, les informations rapprochées dans le présent rapport portent sur des données auditées et/ou attestées par les parties déclarantes.

Si nous avons mis en œuvre des procédures complémentaires ou si nous avons réalisé un audit ou un examen limité des états financiers des parties déclarantes selon les normes internationales d'audit ou les normes internationales d'examen limité, d'autres éléments auraient pu être portés à notre connaissance et vous auraient été communiqués.

Notre rapport n'a pour seul objectif que celui indiqué dans le premier paragraphe. Les avis qui y sont exprimés sont ceux de l'Administrateur Indépendant (AI) et ne reflètent en aucun cas l'avis officiel du HCN.



Karim Lourimi
Gérant-Associé



1 Résumé Exécutif

1. Résumé Exécutif

1.1. Introduction

1.1.1 Contexte

L'initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (ITIE)¹ est un mécanisme volontaire qui vise à renforcer, dans les pays riches en ressources pétrolières, gazières et minières, la bonne gouvernance des revenus publics issus de leurs extractions.

L'ITIE exige la divulgation à un public large de tous les versements significatifs des entreprises pétrolières, gazières et minières aux gouvernements (« paiements ») et de tous les revenus significatifs perçus par les gouvernements des entreprises pétrolières, gazières et minières (« revenus »)².

1.1.2 Mandat de l'Administrateur Indépendant (AI)

Le mandat de l'AI couvre principalement :

- l'élaboration d'une étude de cadrage pour éclairer la décision du HCN sur le périmètre du Rapport ITIE ;
- la mise en œuvre des procédures convenues avec le HCN ;
- la collecte des données contextuelles et des données financières des parties déclarantes ;
- la compilation des données reportées par le gouvernement ; et
- la préparation du Rapport ITIE conformément à la Norme ITIE et aux Termes de Référence.

1.1.3 Participants dans le Rapport ITIE 2019

Les entités gouvernementales recevant des revenus significatifs des sociétés extractives ont été sollicitées pour reporter les revenus collectés du secteur extractif, de transport pétrolier et de raffinage ainsi que les données des données de production et d'exportation

Les entreprises effectuant des paiements significatifs ont été également sollicitées pour fournir des données contextuelles se rapportant notamment aux paiements sociaux, aux dépenses environnementales, à la propriété réelle, à l'emploi et à l'audit de leurs comptes.

La mission a été réalisée avec l'appui du Secrétariat Technique Permanent de ITIE-Tchad et sous la supervision du HCN.

1.1.4 Limitations inhérentes au Rapport ITIE 2019

Les conclusions formulées dans le présent rapport se sont basées sur les données financières se rapportant à l'année 2019 ainsi que les réformes et les faits marquants survenus ultérieurement et jusqu'à la date du présent rapport. Ces conclusions ne peuvent pas donc être étendues au-delà de cette période puisque les lois et le contexte régissant le secteur extractif peuvent être sujets à des changements ultérieurs.

¹ <https://eiti.org/fr>

² Exigence 4 de la Norme ITIE (2019)

1.2. Chiffres clés du Rapport ITIE 2019

1.2.1 Paiements des entreprises du secteur extractif

En 2019, les paiements des sociétés du secteur extractif reportés ont atteint un montant total net de 401,195 milliards de FCFA dont 75,4% provenant du secteur pétrolier. Le détail des paiements par nature et par secteur se présente comme suit :

Tableau 1 Paiements globaux des entreprises extractives en 2019

Secteur/paiements	Paiements en nature				En milliards FCFA		
	Enlèvements 2019(brut)	Enlèvements recouverts en 2019 (i)	Déductions (ii)	Recouvrements nets en 2019 (iii) = (i)-(ii)	En numéraire (iv)	Total (iii)+(iv)	%
Pétrolier	447,510	302,950	170,230	132,720	169,733	302,453	75,4%
Raffinage					65,321	65,321	16,3%
Transport pétrolier					30,582	30,582	7,6%
Mine et carrière					2,839	2,839	0,7%
Total	447,510	302,950	170,230	132,720	268,475	401,195	

❖ Paiements en nature

Les parts de production de l'Etat au titre de la redevance, la Tax Oil et l'interest Oil ont totalisé 13,08 millions de baril soit environ 25% de la production totale de l'année 2019 qui a atteint 52,38 millions de baril.

Les enlèvements au titre des parts de production de l'Etat ont atteint 13,43 millions de barils en 2019 pour une valeur de 762,4 millions USD (447,51 milliards de FCFA). Les enlèvements recouverts au cours de la période sont de 8,52 millions barils uniquement pour une valeur de 516,1 millions USD (302,95 milliards FCFA).

Les déductions au titre des remboursements de la dette Glencore, des cash call et des coûts de transport ont atteint un montant de 290 millions USD (170,23 milliards FCFA) au cours de 2019.

La contrevaletur des paiements en nature nets crédités sur le compte séquestre Citibank au titre de 2019 ont été de 226,1 millions USD (132,72 milliards de FCFA) alors que les rapatriements sur le compte du Trésor ont été de 235,2 millions USD (137,21 milliards FCFA).

Le détail des paiements en nature et des revenus générés au cours de 2019 se présente comme suit :

Tableau 2 Paiements issus des revenus en nature (2019)

Flux de paiement	Volume en bbl (000)	Valeur (USD)	Valeur (Milliards FCFA)
Redevance et Tax oil	7 449,11	397 866 551	233,53
Interest Oil SHT	3 093,54	186 311 857	109,36
Interest Oil SHT-PCCL	2 891,71	178 243 179	104,62
Total enlèvements 2019	13 434,36	762 421 587	447,51
Enlèvements 2019 recouverts en 2019	7 572,43	461 896 457	271,12
Enlèvements 2018 recouverts en 2019	950,84	54 230 189	31,83
Total recouvrements en 2019	8 523,27	516 126 646	302,95
Coûts pétroliers/Cash Calls		127 803 751	75,02
Service de la dette Glencore		94 678 163	55,57
Coûts de transport		67 539 982	39,64
Total déductions		290 021 896	170,23
Revenus nets recouverts en 2019 sur le compte Citibank		226 104 750	132,72
Revenus rapatriés sur le compte du Trésor en 2019		235 190 000	137,21

Les enlèvements de 2019 non recouverts au cours de la même période ont été de 5,8 millions de barils pour une valeur de 300,5 millions USD (176,4 milliards FCFA). Ils se rapportent aux exportations facturées au mois de décembre 2019 et recouvertes en 2020 et aux ventes à SRN faisant l'objet d'un accord de SWAP¹. Le détail de ces enlèvements se présente comme suit :

Enlèvements non recouverts en 2019	Volume en bbl (000)	Valeur (USD)	Valeur (Milliards FCFA)
Redevance vendue à SRN	4 000,00	187 399 999	110,00
Redevance et Tax oil (Fact. Du 25. Dec.19)	910,80	56 493 901	33,16
Interest Oil SHT-PCCL (Fact. du 1er. Nov.19)	951,11	56 631 230	33,24
Total enlèvements 2019	5 861,91	300 525 130	176,40

¹ Le détail de l'accord de SWAP avec SRN est présenté en [section 4.9.3.3](#).

Le détail des paiements en nature est présenté en [section 4.9.2](#) du présent rapport.

❖ **Paiements en numéraire**

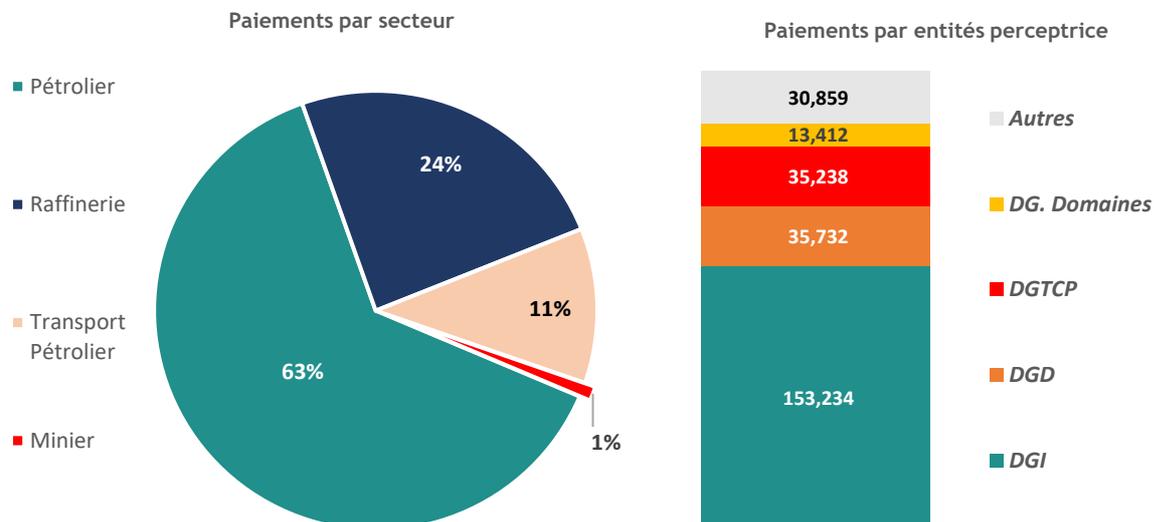
En 2019, les paiements en numéraire des sociétés du secteur extractif ont atteint un montant total de 268,475 milliards de FCFA. Les entreprises du secteur pétrolier représentent la majeure partie de ces paiements avec une contribution de 63%. La DGTCP, la DGI et la DGGDI représentent les principales entités perceptrices de ces paiements.

Le détail des paiements en numéraire par secteur et par entité perceptrice se présente comme suit :

Tableau 3 : Paiements en numéraire (2019)

Entités Perceptrices	En milliards FCFA				
	Pétrolier	Raffinerie	Transport Pétrolier	Minier	Total Général
DGI	117,659	32,852	1,058	1,665	153,234
DGD	35,395	0,315	-	0,022	35,732
DGTCP	8,763	3,291	23,184	-	35,238
DG. Domaines	-	13,412	-	-	13,412
SHT	5,423	-	6,340	-	11,763
ARSAT	-	8,356	-	-	8,356
Fond d'entretien routier	-	6,240	-	-	6,240
DGTM	0,716	-	-	1,153	1,869
DGTP	1,543	-	-	-	1,543
CNPS	0,234	0,854	-	-	1,088
Total Général	169,733	65,321	30,582	2,839	268,475
Contribution en %	63%	24%	11%	1%	

Figure 1 Paiements des sociétés du secteur extractif



Le détail des paiements en numéraire est présenté en [section 5.1.1](#) du présent rapport.

1.2.2 Contribution du secteur extractif au Budget de l'État

Sur un total de paiements nets de 401,195 milliards de FCFA, les recettes constatées dans le budget de l'Etat au cours de l'année 2019 ont atteint un montant de de 376,702 milliards de FCFA (641,785 millions de USD)¹.

Le secteur pétrolier est le premier contributeur avec un total de 299,751 milliards de FCFA représentant 79,6% du total des recettes budgétaires générées par le secteur extractif en 2019.

Tableau 4 Recettes budgétaires du secteur extractif en 2019

Entités de l'État	En milliards FCFA					Contribution en %
	Pétrolier	Raffinerie	Transport Pétrolier	Minier	Total	
DGTCP	145,981	3,291	23,184	-	172,456	45,8%
DGI	117,659	32,852	1,058	1,665	153,234	40,7%
DGDDI	35,395	0,315	-	0,022	35,732	9,5%
DG. Domaines	-	13,412	-	-	13,412	3,6%
DGTM	0,715	-	-	1,153	1,867	0,5%
Total	299,751	49,870	24,242	2,839	376,702	
Contribution en %	79,6%	13,2%	6,4%	0,8%		

L'analyse des recettes budgétaires par flux, par société et par projet ainsi le détail de leurs affectations sont présentés respectivement dans les sections [5.2](#) et [4.10](#) du présent rapport.

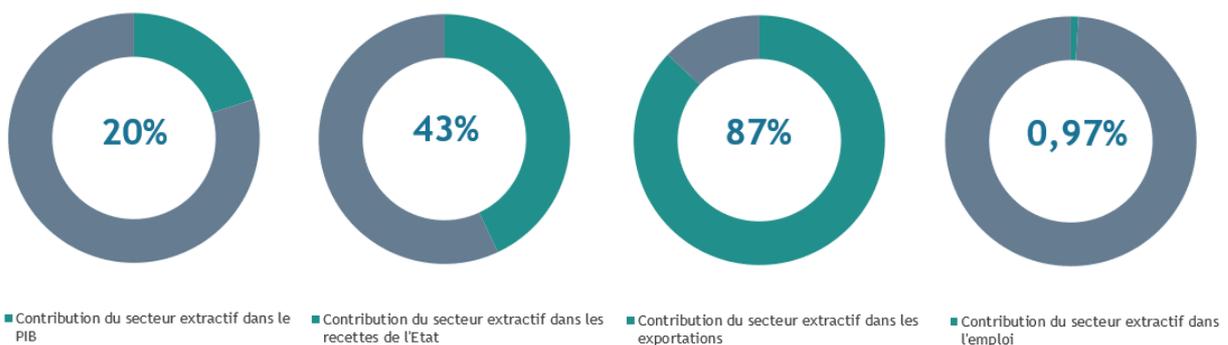
1.2.3 Contribution dans l'économie

Sur la base des données économiques présentées au niveau de la [Section 5.4](#), la contribution du secteur extractif dans les exportations, les revenus de l'Etat, le PIB et l'emploi se présentent comme suit :

Tableau 5 Contribution du secteur extractif à l'économie en 2019

	2019	2018
PIB	20%	18%
Exportations	87%	75%
Revenus budgétaires	43%	56%
Emploi	0,97%	0,97%

Figure 2 Contribution du secteur extractif dans les revenus de l'Etat, l'exportation et le PIB



¹ Cours moyen annuel 2019, BEAC (1 USD en FCFA = 586,96).

1.2.4 Production

1.2.4.1. Production du secteur des hydrocarbures

La production du pétrole brut a atteint 52 379 250 barils contre 46 461 468 barils en 2018¹. Le détail de production par opérateur se présente comme suit :

Tableau 6 Production pétrolière par consortium (2019)

Consortium	Unité	Production 2019	
		Volume	Valeur (en USD)
Consortium EEPCI	Baril	12 434 560	2 259 578 886
Consortium CNPCI	Baril	35 306 443	795 800 053
Consortium PCM	Baril	4 638 247	296 843 411
Total		52 379 250	3 352 222 350

Le détail de la production par projet est présenté au niveau de la [section 4.8.1.1](#) du présent rapport.

1.2.4.2. Production du secteur Minier

La production minière en 2019 se détaille comme suit :

Tableau 7 Production minière par substance (2019)

Substances	Unité	Quantité	Valeur en USD
Or	Kg	14,469	777 308
Pierres volantes	Kg	24,6	NC
Quartz	Kg	2	NC
Roches quartiques et Sables	Kg	492 500	NC
Gypses	Kg	3	NC
MSA/Rhyolite	Kg	15	NC
MSA/Rhyolite	Kg	15	NC
Sables	Kg	660	NC
Roches et Sols	Kg	18	NC
Ciment	Tonne	36 163,65	NC

Le détail de la production par société est présenté au niveau de la [section 4.8.1.2](#) du présent rapport

1.2.5 Exportation

1.2.5.1. Exportation du secteur des hydrocarbures

Les exportations de pétrole en volume et en valeur se détaillent comme suit :

Tableau 8 Production pétrolière par consortium (2019)

Opérateur	Unité	Exportations 2019	
		Volume	Valeur (en USD)
ESSO	Barils	3 754 680	241 835 711
PETRONAS	Barils	3 807 286	234 295 830
SHT (y compris SHT PCCL)	Barils	9 434 357	575 021 599
CNPCI / CLIVDEN	Barils	26 485 701	1 716 952 168
PCM	Barils	3 770 476	242 483 620
Total		47 252 500	3 010 588 928

Le détail des exportations par destination est présenté au niveau de la [section 4.8.2.1](#) du présent rapport

¹ Rapport ITIE Tchad 2018 (section 6.2)

1.2.5.2. Exportation du secteur minier

Les données de la DGTM et de la DGDDI ne font pas état de produits miniers exportés en 2019.

1.3. Etendue du rapport

Le présent rapport couvre les revenus provenant du secteur extractif au Tchad pour l'année 2019. Le secteur extractif inclut le secteur de l'amont pétrolier, le secteur de transport et de raffinage de pétrole ainsi que le secteur des mines et des carrières.

Le périmètre des flux, des entreprises et des entités publiques perceptrices et l'approche de collecte des données retenus pour l'élaboration du présent rapport sont présentés au niveau de [la section 3.1.](#)

1.4. Exhaustivité et fiabilité des données

1.4.1. Exhaustivité des données

La liste des entités publiques sollicitées pour la déclaration de leurs revenus du secteur extractif est présenté en section 3.1.4. Seule la Caisse Nationale de Prévoyance Sociale (CNPS) n'a pas reporté les données se rapportant à la part patronale au titre de la contribution sociale. En conséquence les paiements au titre de la contribution CNPS n'ont pas été pris en compte dans le calcul des revenus du secteur à l'exception de ceux reportés unilatéralement par les sociétés d'Etat et la société United Hydrocarbon Chad Ltd. Selon les dernières données disponibles à partir du Rapport ITIE 2017, la contribution au CNPS ne représente que 0,46% des revenus du secteur extractif.

Pour les sociétés d'Etat, seule la SHT-PCCL n'a pas soumis une déclaration. Les revenus collectés par cette entité ont été pris en compte à travers la déclaration de SHT.

1.4.2. Fiabilité des données

Dans le cadre des procédures convenues par le HCN pour l'assurance des données, la DGTCP et les sociétés d'Etat collectant des revenus du secteur extractif ont été sollicitées pour faire signer leurs déclarations par un responsable habilité. Seule la SHT n'a pas soumis une déclaration signée.

En plus des procédures convenues par le HCN, l'Administrateur Indépendant (AI) a mis en œuvre des procédures complémentaires dont le détail est présenté en [section 3.4.3.](#) Ces procédures ont conduit à l'ajustement des données initiales reportées par la DGTCP pour les besoins d'une divulgation exhaustive des revenus du secteur extractif dans la cadre du présent rapport. Le détail des ajustements effectués sont présentés en [section 3.6](#) du présent rapport.

1.4.3. Conclusion

Sous réserve des points indiqués ci-dessus, nous pouvons conclure avec une assurance raisonnable sur la caractère fiable et exhaustif des revenus extractifs reportés dans le présent rapport.

1.5. Recommandations

Sans remettre en cause les données et les conclusions du présent rapport, nous avons formulé des recommandations destinées à améliorer le processus de déclaration ITIE et la gouvernance du secteur extractif au Tchad. Les recommandations formulées se résument comme suit :

N°	Recommandations	Actions proposées	Niveau de priorité	Structure concernée
1	Publication des contrats miniers	S'assurer de la publication exhaustive des conventions minières valides.	1	DGTM
2	Publication des documents financiers des Entreprises d'Etat	Publication des états financiers et des rapports d'audit des sociétés d'Etat sur le site web de l'ITIE-Tchad	1	SHT, SHT-PCCL, SONACIM et SONAMIG 11
3	Octroi des permis	<ul style="list-style-type: none"> - Produire une note explicative de la sélection de la procédure de gré à gré pour l'octroi du contrat à la société EWAAH INVESTORS LIMITED - Produire une note explicative de la sélection de la procédure « premier venu, premier servi pour les octrois des titres miniers ; - Produire une lettre d'affirmation sur l'absence d'opérations de transfert au cours de 2019 - Produire une lettre d'affirmation sur l'absence de déviations par rapport à la réglementation en vigueur concernant les octrois et les transferts de la période. 	1	DGTP/DGTM

N°	Recommandations	Actions proposées	Niveau de priorité	Structure concernée
4	Evaluation des procédures d'octroi et de transfert dans le secteur des hydrocarbures	Réaliser une étude pour la revue des procédures des octrois et des transferts visant à : - évaluer la conformité des octrois et des transferts réalisés ; - faire un benchmark avec les meilleures pratiques et les standards internationaux ; et - proposer les améliorations dans les procédures d'octroi et de transfert dans le cadre la réforme en cours du cadre légal du secteur des hydrocarbures .	1	HCN
5	Données sur la production	Divulguer la valeur de la production pour toutes les substances minières et de carrière	1	DGTM
6	Assurance des données	Divulguer d'un rapport complet pour les prochains rapports ITIE incluant la réconciliation des données notamment pour les revenus du secteur des hydrocarbures.	1	HCN
7	Divulguer des données sur les coûts pétroliers et les sous-traitants dans le périmètre du rapport ITIE	Elaborer une étude de faisabilité sur l'inclusion des sous-traitants et la divulgation des coûts pétroliers dans les prochains rapports ITIE. Les objectifs poursuivis par cette sont : - la divulgation de données sur la contribution indirecte du secteur notamment à l'emploi et aux revenus de l'Etat ; - une meilleure transparence sur les coûts pétroliers ; - une meilleure transparence sur l'application des dispositions en matière de contenu local ; et - une meilleure transparence sur les impacts sociaux et environnementaux du secteur	3	HCN
8	Exhaustivité des données sur les participations de l'Etat	Divulguer d'une situation exhaustive des participations de l'Etat dans les contrats pétroliers ainsi que dans le capital des sociétés minières incluant les conditions rattachées à ces participations.	1	DGTP/DGTM
9	Divulguer des données sur la propriété réelle	- Inviter toutes les sociétés pétrolières et minières, y compris celles qui font une demande d'un permis ou d'un contrat pétrolier ou minier, à soumettre une déclaration sur la propriété réelle ; - d'organiser un atelier de sensibilisation et de formation sur le formulaire de déclaration pour les entités déclarantes ; et - d'accélérer la mise en place d'un cadre légal pour la mise en place d'un registre sur la propriété réelle.	1	HCN
10	Exhaustivité des déclarations ITIE de la SHT	Produire une lettre explicative pour clarifier la nature de ces opérations et d'évaluer leurs impacts sur exigences 2.6, 4.2 et 4.5 de la Norme ITIE.	1	CN-ITIE/MBPE /PETROCI-CI 11
11	Effectivité des transferts infranationaux	- Clarifier les déviations constatées par rapport aux dispositions de la Loi N°002/PR/2014 - Clarifier le cadre de contrôle des revenus affectées aux collectivités locales ; et - Accélérer la publication du décret portant modalités d'application de l'article 315 du Code Minier.	2	DGTCP
12	Intégration des données	Elaborer une étude en vue de : - évaluer le fonctionnement de la Cellule de Collecte et de Centralisation des Recettes du Secteur Extractif - évaluer des processus de liquidation et de recouvrement du secteur extractif ; - identifier risques de contrôle dans le processus actuel de collecte et de divulgation des données ; - analyser les systèmes en place ou en cours d'implémentation et leur capacité à répondre aux besoins et exigences de l'ITIE ; et - identifier les actions permettant de mettre en place à terme un système de divulgation systématique de données exhaustives et fiables sur le secteur extractif.	2	HCN
13	Transition énergétique	Prise en compte de la transition énergétique dans le débat public	3	HCN

Le détail de ces recommandations ainsi que le suivi des recommandations des rapports antérieurs sont présentés dans la [Section 6](#) du présent rapport.



2 Aperçu sur l'ITIE TCHAD

2. Aperçu sur l'ITIE Tchad

2.1 Comprendre l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (ITIE)

L'ITIE est une initiative d'envergure mondiale lancée en 2002 visant à promouvoir une meilleure gouvernance dans les pays riches en ressources naturelles. La Norme ITIE exige la publication d'informations sur l'ensemble de la chaîne de valeur des industries extractives, depuis le point d'extraction des ressources naturelles jusqu'à la manière dont les revenus parviennent au gouvernement et dont ils profitent à la population.

A l'échelle internationale, la supervision de l'Initiative est assurée par un Conseil d'Administration constitué d'un président élu et de membres représentant les pays en développement riches en ressources naturelles, les donateurs et les pays partenaires, les sociétés internationales et nationales d'exploitation de pétrole, de gaz et de ressources minérales, la société civile et les investisseurs. Le Conseil d'administration international de l'ITIE veille au respect de la Norme ITIE.

Le détail sur l'ITIE et sa gouvernance à l'échelle internationale et les pays de mise en œuvre est disponible sur le site web de l'ITIE International.

2.2 Historique de l'ITIE Tchad¹

Le Tchad a adhéré à l'ITIE le 20 août 2007. L'institution du mécanisme de mise en œuvre et de suivi de Transparence dans les industries extractives a été mise en place par le Décret N° 1637/PR/MPE/2018 du 03 octobre 2018 portant modification du Décret N° 854/PR/PM/MPME/2014 du 14 août 2014 et du Décret N° 1074/PR/PM/MP/2007 du 14 décembre 2007.

Le Tchad a été accepté comme pays candidat le 16 avril 2010 et a publié treize rapports ITIE depuis son adhésion couvrant les années 2007 à 2018.

Les efforts du gouvernement Tchadien avec l'appui du Haut Comité National ont permis d'atteindre le statut de pays conforme le 15 octobre 2014 à la conférence de Myanmar. La deuxième Validation du Tchad a démarré le 1^{er} Septembre 2018, sous la Norme ITIE 2016. Dans sa décision du 8 mai 2019, le Conseil d'Administration a estimé que le Tchad a accompli des « progrès significatifs » et a été admis à une 3^e validation en vue de mettre en œuvre 8 mesures correctives. Le démarrage de la 3^e validation qui s'effectuera sous la Norme ITIE 2019 commencera le 1^{er} avril 2022.

Le détail sur l'ITIE-Tchad et sa gouvernance à l'échelle nationale est disponible sur le site web de l'initiative.

2.3 Aperçu des activités de l'ITIE au Tchad

Les activités sont réalisées sur la base d'un plan de travail triennal approuvé par le HCN-ITIE.

Les actions et activités du plan de travail s'articulent autour de sept (7) axes stratégiques à savoir :

- le suivi par le Groupe Multipartite,
- le cadre légal et institutionnel, y compris octroi des licences ;
- la prospection et production ;
- la collecte des revenus ;
- l'attribution des revenus ;
- les dépenses sociales et économiques ;
- les résultats et impact ; et
- le fonctionnement.

En 2019, les activités de l'ITIE Tchad se sont déroulées principalement autour des axes suivants :

- administration et gestion du plan de travail ;
- le suivi de la mise en œuvre des mesures correctives de la dernière validation ;
- l'amélioration de la gestion du personnel STP ; et
- renforcement de la communication ITIE

Le détail des activités réalisées au cours de 2019 peut être consulté dans les procès-verbaux du HCN-ITIE et dans les newsletter publiés par l'ITIE Tchad. Le rapport d'activité 2019 n'est pas encore publié à la date du présent rapport.

2.4 Politique de données ouvertes

Le HCN-ITIE a adopté en décembre 2017 une politique de données ouvertes. La politique définit le cadre d'ouverture et de diffusion publique des données relevant du secteur extractif et de partage avec les citoyens des outils de mise à disposition et d'accès aux données ouvertes.

¹ Source : <http://itie-tchad.org>



3 Périmètre du rapport ITIE TCHAD

3. Approche et méthodologie

3.1 Définition et approche du périmètre du rapport

3.1.1 Approche pour la sélection du périmètre

Conformément à la deuxième exigence de « l'assouplissement de la déclaration ITIE en réponse au COVID-19 », le HCN a adopté comme approche pour l'élaboration du rapport ITIE de l'année 2019, la divulgation unilatérale de l'Etat des informations conformément aux Exigences 2,3,4,5 et 6 de la Norme ITIE.

Le périmètre du présent rapport a été arrêté sur la base du périmètre du rapport ITIE 2018 tout en prenant en compte:

- les nouveaux flux introduits par la réglementation en 2019 (loi de finances et autres textes légaux) ;
- les nouveaux flux prévus par les nouveaux contrats miniers et pétroliers signés en 2019 ;
- les nouveaux flux identifiés à partir des extraction de données fournies par les entités de l'Etat ;
- les nouvelles sociétés dans les cadastres pétrolier et minier ; et
- les recommandations du rapport ITIE 2018.

Afin de recenser tous les flux de paiements et les entités publiques et privées du secteur extractif, nous avons procédé aux compilations et vérifications suivantes :

- un rapprochement de la liste des sociétés issues du répertoire minier et pétrolier avec la liste des entreprises communiquée par les différentes administrations publiques et les organismes collecteurs opérant dans les secteurs minier et pétrolier ;
- une vérification de la liste des sociétés extractives retenues dans le périmètre des années précédentes et un examen des recommandations des précédents rapports ITIE portant sur la détermination du périmètre ;
- une consolidation des revenus perçus par l'Etat par nature de flux et par société ; et
- un calcul du poids relatif à chaque flux de paiement et chaque entité par rapport au revenu total du secteur extractif.

Les entités déclarantes de l'Etat ont été sollicitées de reporter tous les revenus collectés des sociétés opérant dans le secteur des industries extractives, du transport pétrolier et du raffinage sans application d'un seuil de matérialité. Elles ont été également sollicitées de reporter les données sur les accords de troc, d'infrastructures et de financements sans l'application d'un seuil de matérialité.

Tous les flux reportés lors de la phase de collecte des données et non pris en compte dans le périmètre initial ont été pris en compte dans le présent rapport sans application d'un seuil de matérialité à l'exception de ceux se rapportant à la rémunération d'un service.

Le détail du périmètre retenu est présenté dans les sections qui suivent.

3.1.2 Périmètre des flux de paiement

Les flux de revenu retenus pour le périmètre des rapports 2019 s'élèvent 65 et sont détaillés comme suit :

Paiements en nature

Type de flux financiers	Pétroliers	Miniers	Raffinerie	Transport Pétrolier
Flux de paiement en numéraire				
Redevance sur production collecté par la SHT	✓			
Taxe Oil collectée par la SHT	✓			
Profit Oil collecté par la SHT	✓			
Profils Oil collectés par la SHT PCCL	✓			

Paiements en numéraire

Type de flux financiers	Pétroliers	Miniers	Raffinerie	Transport Pétrolier
Flux de paiement en numéraire				
Vente du pétrole collectés par la SHT	✓			
Vente du pétrole collectés par la SHT PCCL	✓			
Redevance superficiare	✓	✓		
Impôt direct sur les bénéfices	✓			
IS libératoire	✓	✓	✓	
IRPP	✓	✓		
Contribution de la patente (y compris ONASA)	✓	✓		
Taxe d'apprentissage et formation professionnelle	✓	✓	✓	✓
Dividendes versés à l'Etat	✓			
Taxe forfaitaire	✓	✓		
Droit fixe	✓	✓		
Redressements fiscaux	✓	✓	✓	✓
Redevance statistique à l'exportation	✓			
Redevance statistique à l'importation	✓	✓		
Taxe d'extraction (fortage et taxe minière)	✓	✓		
Taxe sur la Rente Minière (TRM) *	✓	✓	✓	✓
TVA		✓	✓	
Redevance ARSAT	✓		✓	
Redevance FER*			✓	
Redevance SRN*			✓	
Redevances sur des produits pétroliers des domaines*			✓	
Taxe sur la valeur des locaux professionnels (TVLP)*	✓	✓		
Taxe Spéciale			✓	
Droits de douane à l'importation	✓	✓	✓	✓
Bonus de Signature	✓			
Droit de passage				✓
Bonus d'attribution d'autorisation d'exploitation	✓			
Taxe foncière	✓	✓		
Pénalité de non-exécution de contrat	✓			
Taxe sur cession d'actif	✓	✓		
Retenue à la source (IRCM)	✓			
Prélèvement exceptionnel sur les plus-values de cession	✓			
Contribution à la formation du personnel du MPME et à l'équipement	✓	✓		
Frais de présentation du rapport annuel	✓			
Appui Institutionnel		✓		
Taxe sur la Valeur Ajoutée (douanes)	✓			
Taxe communautaire d'intégration (TCI)	✓			
Taxe de préférence communautaire (TPC)	✓			
Contribution communautaire d'intégration (CCI)	✓			

Type de flux financiers	Pétroliers	Miniers	Raffinerie	Transport Pétrolier
Droit de Douane à l'Importation (DDI)	✓	✓		
DAC (Droit d'Accise)	✓	✓		
PCI (Précompte sur Is)	✓	✓		✓
Taxe Ad valorem		✓		
Taxe de bornage		✓		
Taxe sur la Protection de l'environnement	✓	✓		
Pénalités de non-exécution	✓			
Taxe d'union Africaine (TUA)	✓	✓	✓	✓
Taxe sur les granulats		✓		
Taxe sur l'orpaillage		✓		
Paiements directs aux communes et aux préfectures	✓	✓	✓	✓
Cotisation patronale CNPS	✓	✓	✓	✓
Provisions pour travaux d'abandon/réhabilitation*	✓	✓	✓	✓
Indemnités pour dommages causés à l'environnement *	✓	✓	✓	✓
Autres paiements significatifs	✓	✓	✓	✓
5% Koudalwa				
CNRT	✓	✓	✓	✓
FIR	✓	✓	✓	✓
Paiements revenus pétrolier	✓			
Redevance et Tax oil - ETAT	✓			
TAXES SPECIALES	✓	✓	✓	✓
TVLP (Communes)	✓	✓	✓	✓
TVS	✓	✓	✓	✓
Paiements Sociaux				
Paiements sociaux obligatoires	✓	✓	✓	✓
Paiements sociaux volontaires	✓	✓		
Transferts (rubrique réservée uniquement aux Régies Financières)				
Transferts aux communes et aux régions productrices	✓	✓	✓	✓

(*) Nouveau flux introduit en 2019

La nomenclature des flux est présentée en annexe 1.

3.1.3 Périmètre des entreprises

La liste des sociétés extractives concernées par la déclaration unilatérale de l'Etat tel que décidé par le HCN pour le périmètre du rapport ITIE 2019 se présente comme suit :

➤ **Secteur des hydrocarbures**

Toutes les sociétés détentrices d'un intérêt dans un contrat pétrolier actif au 31 décembre 2019, y compris les deux sociétés d'Etat SHT et SHT PCCL, et dont la liste est présentée en annexe 2

➤ **Secteur minier**

Toutes les sociétés détentrices d'un titre minier ou d'une autorisation actif(ve) au 31 décembre 2019, y compris les deux sociétés d'Etat SONAMIG et SONACIM, et dont la liste est présentée en annexe .

➤ **Secteur du transport et de raffinage de pétrole**

Quatre (4) sociétés ont été retenues dans le périmètre et sont listées ci-dessous :

N°	Raffinerie
1	Société de Raffinage de N'Djamena (SRN)
N°	Société de transport pétrolier
1	COTCO
2	TOTCO
3	Petrochad transportation Ltd

3.1.4 Périmètre des entités gouvernementales

Sur la base du périmètre retenu des sociétés extractives et des flux de paiement pour l'année 2019, 14 entités gouvernementales ont été sollicitées pour l'envoi des déclarations :

N°	Entités publiques
Administrations publiques	
1	Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique (DGTCP)
2	Direction Générale des Impôts (DGI)
3	Direction Générale des Douanes et des Droits Indirects (DGDDI)
4	Caisse Nationale de Prévoyance Sociale (CNPS)
5	Direction Générale Technique de Pétrole (DGTP)
6	Direction Générale Technique des Mines (DGTM)
7	Autorité de Régulation du Secteur pétrolier Aval du Tchad (ARSAT)
Entreprises d'Etat	
1	Société Nationale des Mines et de la Géologie (SONAMIG)
2	Société Nationale du Ciment du Tchad (SONACIM)
3	Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT)
4	Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT PCCL)
Autres entités publiques	
1	Ministère des Finances
2	Commune de Doba
3	Commune de Koudalwa

Lors de la phase de collecte des données, deux nouvelles entités d'Etat collectant des revenus du secteur de raffinage ont été identifiées à travers la déclaration de SRN dont le détail se présente comme suit :

N°	Entités publiques
1	Fonds d'Entretien Routier (FER)
2	Direction Générale des Domaines (DG.Domaines)

Les paiements effectués à ces structures ont été pris en compte dans le présent rapport à travers la déclaration de SRN.

3.2 Collecte des données

3.2.1 Collecte des données

La collecte des données a été effectuée en utilisant un formulaire de déclaration développé par l'AI et approuvé par le HCN.

En plus des données sur les paiements, le formulaire de déclaration comporte des données contextuelles exigées par la Norme ITIE. Le formulaire de déclaration comporte 15 feuilles dont le détail par entité déclarante se présente comme suit :

Tableau 9 Récapitulatif des informations demandées dans le formulaire de déclaration

Formulaires	Entreprises extractives	SHT/SHT PCCL	Entités publiques	Régies financières
1 Fiche signalétique	✓	✓	n/a	n/a
2 Formulaire de Déclaration	n/a	✓	✓	□
3 Détail des paiements	n/a	✓	✓	□
4 Détail des Exportations/Ventes	n/a	✓	DGTP et DGTM	MINMIDT
5 Détail de la Production	n/a	✓	DGTP et DGTM	DGD (Exportations)
6 Transport Pétrolier	Entreprises de Transport	n/a		DGD
7 Structure du Capital	✓	Ü	n/a	n/a
8 Participation Publique	SONACIM et SONAMIG	Ü	DGTM, DGTP	n/a
9 Détail des Paiements Sociaux	✓	Ü	n/a	n/a
10 Transferts Infranationaux	n/a	n/a	Ministère des finances/Commune de Doba et Commune de Koudalwa	n/a
11 Transaction de troc	n/a	✓	Ministère des finances ,DGTP et DGTM	Ministère des Finances/SNI
12 Accords de préfinancement	n/a	✓	DGTP	n/a
13 Déclaration vente brut	n/a	✓	DGTP	n/a
14 Déclaration sur les paiements en nature	n/a	✓	n/a	n/a
15 Déclaration sur le bénéficiaire effectif	✓	n/a	n/a	n/a

Le modèle des formulaires de déclaration est présenté en annexe 4.

3.2.2 Sauvegarde de la confidentialité des données

L'AI a adopté les mesures suivantes pour protéger les informations confidentielles et les données collectées des entités déclarantes :

- toutes les informations électroniques reçues des entités déclarantes ont été enregistrées dans un dossier avec un accès restreint ;
- la sauvegarde des documents physiques a été assurée en gardant les documents sous clé ; et
- tous les employés impliqués dans le projet ITIE ont été informés de l'importance de la non-divulgence des informations confidentielles.

3.3 Base et période des déclarations

Les paiements et les revenus reportés dans le cadre du présent rapport ITIE correspondent à des flux de paiements effectifs ou des contributions intervenus du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019.

Les flux de paiement en numéraire ont été reportés par les parties déclarantes dans la devise du paiement. Les paiements effectués en FCFA ont été convertis en USD¹ au cours \$1 / 586.96 pour l'année 2019.

¹ Cours moyen annuel 2019, BEAC

3.4 Procédures d'assurance des données ITIE

3.4.2 Procédures convenues par le HCN

Le HCN a opté pour la déclaration assouplie pour les exigences 2,3,4, 5 et 6 conformément à la note portant sur l'assouplissement de la déclaration ITIE en réponse au Covid-19 publiée par l'ITIE international en juin 2020:

Selon les termes de référence de la mission, la procédure d'assurance des données dans le cadre du rapport ITIE 2019 se détaille comme suit :

- Pour les données des entreprises extractives retenues dans le périmètre de déclaration assouplie : les formulaires doivent être signés par une personne habilitée à représenter l'entreprise extractive et accompagnés par une documentation de la déclaration reportée ;
- Pour les données des entités publiques, les formulaires doivent être signés par un officiel habilité de l'entité déclarante et accompagnés par une documentation de la déclaration reportée.

Le suivi de la conformité des entités déclarantes aux procédures s'assurance convenues est présenté en annexe 6.

3.4.3 Procédures mises en œuvre par l'AI

Sur la base des résultats de l'évaluation des pratiques d'audit présentés en section 4.14 et compte des limites identifiées dans les systèmes de production des données sur les paiements par les régies financières, l'AI a mis œuvre les procédures complémentaires pour la vérification de l'exhaustivité et la fiabilité des données reportées par la DGTCP:

- le rapprochement des données reportées par les sociétés d'Etat avec leurs états financiers lorsque ceux-ci sont disponibles ;
- le rapprochement des données reportées par la DGTCP avec les données de la DGI, la DGDDI et la DGTM
- le rapprochement des données reportées par DGTCP avec les données de la balance des comptes de l'Etat ;
- le rapprochement des données reportées sur les revenus avec les données publiés dans le cadre des notes sectorielles sur le secteur pétrolier ;
- le rapprochement des données reportées avec les données divulguées ou rendues publiques par les sociétés extractives.

Sur la base de ces procédures, les données communiquées par la DGTCP ont été fiabilisées et ajustées chaque fois où les autres sources de données ont été considérées plus exhaustives et/ou plus fiables.

Les résultats des travaux de rapprochement et des ajustements effectués sont présentés au niveau de la section 3.6 du présent rapport.

3.5 Niveau de désagrégation

Les données ont été reportées dans le cadre du présent rapport désagrégées par :

- (i) société
- (ii) entité publique collectrice
- (iii) flux de paiement
- (iv) projet

(i) Sociétés

Il s'agit des sociétés pétrolières, minières, de transport pétrolier et de raffinage qui sont sélectionnées dans le périmètre du rapport et qui correspondent aux entités juridiques ayant la qualité de contribuable ou réalisant des paiements à l'Etat et opérant dans les secteurs couverts par le présent rapport. La liste des sociétés est présentée en [section 3.1.3](#).

(ii) Entités publiques collectrices

Il s'agit des entités de l'Etat collectant des recettes fiscales et non fiscales provenant des sociétés définies ci-dessus. Les entités peuvent prendre la forme d'une régie financière, d'une société d'Etat, d'un fonds spécial ou tout établissement public qui intervient dans la liquidation ou le recouvrement des recettes provenant du secteur extractif. La liste des entités publiques est présentée en [section 3.1.4](#).

(iii) Flux de paiement

Il s'agit des paiements en nature ou en numéraire se rapportant des recettes fiscales ou non fiscales ainsi qu'à des dépenses sociales ou environnementales réglementaires ou contractuelles . La liste des *Flux* est présentée en [section 3.1.2](#).

Pour chaque *Flux* de paiement reporté, les administrations ou entités publiques ont été sollicitées de produire un détail par quittance et par date de paiement.

(iv) Projet

La définition du terme *Projet* retenue par le HCN est la suivante est l'ensemble des activités opérationnelles qui sont régies par un seul contrat, une licence, un bail, une concession ou tout accord de nature juridique similaire, définissant la base des obligations de paiement envers l'État.

Dans le contexte du secteur des hydrocarbures, le projet correspond au consortium ou l'association titulaire d'un contrat pétrolier. Si un consortium est titulaire de plusieurs contrats, chaque contrat est considéré comme un projet séparé. Les concessions ou les permis d'exploitation se rapportant à un même contrat sont considérés comme un seul projet. Pour le secteur minier, le projet correspond au titre minier ou à l'autorisation octroyés.

Dans la pratique, le système de liquidation et de recouvrement de la fiscalité de droit commun est basé sur l'Identifiant fiscal de l'entreprise extractive et non sur le *Projet* qui n'est pas reconnu par les régies financières comme la DGTCP, la DGI ou la DGDDI par exemple. Seule la fiscalité spécifique régie par le Code pétrolier et par le Code Minier est liquidée et recouvrée par *Projet*. Le tableau suivant détaille les flux pour lesquels les entités déclarantes ont été sollicitées de fournir une désagrégation par *Projet*.

Tableau 10 Flux de paiements liquidés et recouverts par projet

N°	Flux de paiements en nature	Données à reporter par projet
1	Redevance sur production collecté par la SHT	Oui
2	Taxe Oil collectée par la SHT	Oui
3	Profit Oil collecté par la SHT	Oui
4	Profils Oil collectés par la SHT PCCL	Oui
N° Flux de paiements en numéraire		
5	Vente du pétrole collectés par la SHT	Oui
6	Vente du pétrole collectés par la SHT PCCL	Oui
7	Redevance superficière	Oui
8	Impôt direct sur les bénéfices	Non
9	IS libérateur	Non
10	IRPP	Non
11	Contribution de la patente (y compris ONASA)	Non
12	Taxe d'apprentissage et formation professionnelle	Oui
13	Dividendes versés à l'Etat	Oui
14	Taxe forfaitaire	Non
15	Droit fixe	Oui
16	Redressements fiscaux	Non
17	Redevance statistique à l'exportation	Non
18	Redevance statistique à l'importation	Non
19	Taxe d'extraction (fortage et taxe minière)	Oui
20	Taxe sur la Rente Minière (TRM)	Oui
21	TVA	Non
22	Redevance ARSAT	NA
23	Bonus de Signature	Oui
24	Droit de passage	Oui
25	Bonus d'attribution d'autorisation d'exploitation	Oui
26	Taxe foncière	Non
27	Pénalité de non-exécution de contrat	Non
28	Taxe sur cession d'actif	Oui
29	Retenue à la source (IRCM)	Non
30	Prélèvement exceptionnel sur les plus-values de cession*	Non
31	Contribution à la formation du personnel du MPME et à l'équipement	Non
32	Frais de présentation du rapport annuel	Non
33	Appui Institutionnel	Non

N°	Flux de paiements en nature	Données à reporter par projet
34	Taxe sur la Valeur Ajoutée (douanes)	Non
35	Taxe communautaire d'intégration (TCI)	Non
36	Taxe de préférence communautaire (TPC)	Non
37	Contribution communautaire d'intégration (CCI)	Non
38	Droit de Douane à l'Importation (DDI)	Non
39	DAC (Droit d'Accise)	Non
40	PCI (Précompte sur Is)	Non
41	Taxe Ad valorem	Oui
42	Taxe de bornage	Oui
43	Taxe sur la Protection de l'environnement	Non
44	Pénalités de non-exécution	Non
45	Taxe d'union Africaine (TUA)	Non
46	Taxe sur les granulats	Oui
47	Taxe sur l'orpaillage	Non
48	Paiements directs aux communes et aux préfectures	Non
49	Cotisation patronale CNPS	Non
50	Provisions pour travaux d'abandon/réhabilitation	Oui
51	Indemnités pour dommages causés à l'environnement	Oui
52	5% Koudalwa	Non
53	CNRT	Non
54	FIR	Non
55	Paiements revenus pétrolier	Oui
56	Redevance et Tax oil - ETAT	Oui
57	Redevance FER	NA
58	Redevance SRN	NA
59	Redevances sur des produits pétroliers des domaines	NA
60	TAXES SPECIALES	Non
61	TVLP (Communes)	Non
62	TVS	Non
63	Autres paiements significatifs	
Paiements sociaux		
65	Paiements sociaux obligatoires	Oui
66	Paiements sociaux volontaires	
Transferts (rubrique réservée uniquement aux Régies Financières)		
67	Transferts aux communes et aux régions productrices	

NA : Non applicable

3.6 Résultat des travaux de rapprochement des données

En plus des procédures convenues par le HCN, l'AI a mis en place les vérifications supplémentaires suivantes :

- Le rapprochement des données reportées par la DGTCP avec les données de la DGI, la DGDDI ;
- Le rapprochement des données reportées par La situation des recettes des mines (publié par la DGTCP) avec les données de la DGTM ;
- Le rapprochement des données reportées avec les données de la balance des comptes de l'Etat ;
- Le rapprochement des données reportées sur les revenus avec les données publiés dans le cadre des notes sectorielles sur le secteur pétrolier ;

Ces rapprochements ont conduit à l'ajustement des paiements en numéraires reportés initialement par le trésor pour un montant total de 88 381 millions de FCFA dont le détail par flux se présente comme suit :

		En Millions FCFA		
Entités Perceptrices	Flux	Montant Initial	Ajustement	Montant Final
DGTCP (1)	Appels de Fonds	137 218		137 218
	Redevance Superficiare		332	332
	Autres Paiements Significatifs		194	194
DGI (2)	Impôts et Taxes	112 737	22 372	135 109
	Droit d'accès	16 153	5 690	21 843
DGDDI (3)	Redevance Statistique (3.2)	5 989	21 247	27 236
	Droit de douane à l'importation (3.3)		6 233	6 233
DG. Domaines (4)	Redevances sur des produits Pétroliers des domaines		13 412	13 412
ARSAT (5)	Redevance ARSAT		8 356	8 356
FER (6)	Redevance FER		6 240	6 240
DGTM (7)	Ad valorem		163	163
	Appui Institutionnel		175	175
	Droits fixes		662	662
	Mat. div.		717	717
	Taxe d'extraction		151	151
DGTP (8)	Contribution à la Formation		1 349	1 349
CNPS/CNRT (9)	Cotisations Sociales		1 088	6 240
Total		272 097	88 381	365 630

- (1) Il s'agit des montants non reportés dans la situation de la DGTCP et confirmés par les sociétés pétrolières dont le détail se présente comme suit :

Flux	Sociétés	Montant
Redevance Superficiare	UHC	31 354 728
	GLENCORE	88 216 713
	OPIC	77 038 500
	EEPCI	29 384 978
	CNPCI	106 380 965
Autres Paiements Significatifs	UHC	193 802 069
Total Général		526 177 954

- (2) Les ajustements effectués se sont basés sur les paiements reportés par la DGI et non reportés par la DGTCP dont le détail par flux se présente comme suit :

Impôts et taxes

Flux	Secteur				Total (En Millions FCFA)
	Minier	Pétrolier	Raffinerie	Transport Pétrolier	
IRPP	1 724,53	8 139,72	0,83	267,85	10 132,93
IS Pétrolier		2 868,56			2 868,56
Redevance SRN			2 791,24		2 791,24
TVA	251,34	55,07	1 809,55		2 115,96
IS Libératoire	13,94	1 542,53		25,71	1 582,18
Dividende				908,85	908,85
Retenue à la Source	102,27	574,51	54,26		731,03
Bonus de Signature		500			500
Amendes et Pénalités	1,82	28,67	269,76		300,25
TF	240,12				240,12
Autres paiements significatifs		158,53		16,03	174,56
Autres	23,85	0,84	0,22	1,42	26,33
Total général	2 357,87	13 868,43	4 925,86	1 219,86	22 372,01

Droit d'accès

Il s'agit des montants non reportés dans la situation de la DGTCP et confirmés à partir de situation de la DGI dont le détail se présente comme suit :

Secteur	Sociétés	Date	Montant en millions FCFA
Transport Pétrolier	TOTCO	20/11/2019	2 018
Transport Pétrolier	TOTCO	18/12/2019	1 947
Transport Pétrolier	TOTCO	18/12/2019	1 725
Total Général			5 690

- (3) Les ajustements effectués se sont basés sur les paiements reportés par la DGDDI et non reportés par la DGTCP dont le détail par flux se présente comme suit :

Redevance statistique Export

Mois	Données DGTCP	Données de la DGDDI	Ecart
Janvier		5 115 787 638	(5 115 787 638)
Février	765 228 718	3 382 510	761 846 208
Mars	781 782 127	3 456 963 218	(2 675 181 091)
Avril	564 553 238		564 553 238
Mai	908 852 445	4 399 978 474	(3 491 126 029)
Juin		4 692 345 086	(4 692 345 086)
Juillet	747 348 753	1 466 898 692	(719 549 939)
Août		2 109 259 539	(2 109 259 539)
Septembre	689 984 848	1 165 825 828	(475 840 980)
Octobre		1 426 567 466	(1 426 567 466)
Novembre	1 531 249 871	2 058 296 776	(527 046 905)
Décembre		1 340 423 014	(1 340 423 014)
Total	5 989 000 000	27 235 728 241	(21 246 728 241)

Les ajustements effectués ont été confirmés à partir de la situation communiquée par Consortium CNPIC.

Droit des douanes Importations

La DGTCP n'a pas reporté les flux au titre des « Droit des douanes à l'importations » provenant du secteur extractif. Les données de la DGDDI ont été pris en compte pour les besoins de détermination des revenus extractifs dans le présent rapport.

- (4) Les ajustements effectués se sont basés sur la déclaration de SRN qui a reporté des paiements de redevance à la Direction des domaines pour un montant total de 13 412 millions de FCFA dont le détail se présente comme suit :

Secteur	Société	Date	Montant en millions FCFA
Raffinerie	SRN	12/01/2019	1 324
Raffinerie	SRN	01/02/2019	1 134
Raffinerie	SRN	01/03/2019	1 268
Raffinerie	SRN	01/04/2019	1 017
Raffinerie	SRN	01/05/2019	1 244
Raffinerie	SRN	01/06/2019	1 149
Raffinerie	SRN	01/07/2019	1 062
Raffinerie	SRN	01/08/2019	980
Raffinerie	SRN	01/09/2019	933
Raffinerie	SRN	01/10/2019	1 023
Raffinerie	SRN	01/11/2019	1 077
Raffinerie	SRN	01/12/2019	1 201
Total			13 412

- (5) Les ajustements effectués se sont basés sur la déclaration de SRN qui a reporté des paiements de redevance ARSAT pour un montant total de 8 456 millions de FCFA dont le détail se présente comme suit :

Secteur	Société	Date	Montant en millions FCFA
Raffinerie	SRN	12/01/2019	784
Raffinerie	SRN	01/02/2019	648
Raffinerie	SRN	01/03/2019	750
Raffinerie	SRN	01/04/2019	638
Raffinerie	SRN	01/05/2019	766
Raffinerie	SRN	01/06/2019	723
Raffinerie	SRN	01/07/2019	676
Raffinerie	SRN	01/08/2019	642
Raffinerie	SRN	01/09/2019	603
Raffinerie	SRN	01/10/2019	658
Raffinerie	SRN	01/11/2019	701
Raffinerie	SRN	01/12/2019	767
Total			8 356

- (6) Les ajustements effectués se sont basés sur la déclaration de SRN qui a reporté des paiements de redevance FER pour un montant total de 6 240 millions de FCFA dont le détail se présente comme suit :

Secteur	Sociétés	Date	Montant en millions FCFA
Raffinerie	SRN	12/01/2019	615
Raffinerie	SRN	01/02/2019	529
Raffinerie	SRN	01/03/2019	562
Raffinerie	SRN	01/04/2019	476
Raffinerie	SRN	01/05/2019	600
Raffinerie	SRN	01/06/2019	543
Raffinerie	SRN	01/07/2019	501

Secteur	Sociétés	Date	Montant en millions FCFA
Raffinerie	SRN	01/08/2019	449
Raffinerie	SRN	01/09/2019	430
Raffinerie	SRN	01/10/2019	478
Raffinerie	SRN	01/11/2019	493
Raffinerie	SRN	01/12/2019	564
Total			6 240

- (7) Les ajustements effectués se sont basés sur la déclaration de la DGTM qui a reporté des paiements provenant du secteur minier pour un montant total de 1 867,4 millions de FCFA dont le détail se présente comme suit :

Flux	Secteur Minier	Secteur Pétrolier	Total
Ad valorem	162,684	-	162,684
Appui Institutionnel	175,194	-	175,194
Droits fixes	215,784	446,320	662,104
Mat. Div.	448,269	268,539	716,809
Taxe d'extraction	150,639	-	150,639
Total général	1 152,570	714,859	1 867,429

- (8) Il s'agit des montants non reportés par la DGTP et confirmés par les sociétés pétrolières dont le détail se présente comme suit :

Flux	Sociétés	Montant
Contribution à la Formation	UHC	108 646 263
	PCM	398 947 668
	OPIC	114 426 000
	EEPCI	57 921 148
	CNPCI	668 895 675
Total Général		1 348 836 754

- (9) Les ajustements effectués se sont basés sur la déclaration de la SHT et la SRN qui ont reporté des paiements au titre des cotisations sociales= pour un montant total de 1 048,4 millions de FCFA

Sociétés	Mois	Montant en millions FCFA
SHT	Trimestre 1	45,557
SHT	Trimestre 2	45,784
SHT	Trimestre 3	49,044
SHT	Trimestre 4	49,929
SRN	Trimestre 1	216,436
SRN	Trimestre 2	215,176
SRN	Trimestre 3	213,582
SRN	Trimestre 4	209,260
UHC	Trimestre 1	10,328
UHC	Trimestre 2	11,460
UHC	Trimestre 3	12,211
UHC	Trimestre 4	9,635
Total Général		1 088,402



4 Contexte du Secteur Extractif au Tchad

4. Contexte du secteur extractif au Tchad

4.1 Contexte du secteur extractif

Situé au cœur du continent africain, le Tchad s'étend sur une superficie de 1 284 000 Km² pour une population estimée à 16,6 millions d'habitants. Le Tchad est un pays enclavé et partage des frontières terrestres avec ses 6 pays voisins : la Libye, le Soudan, la République centrafricaine, le Cameroun, le Nigeria et le Niger.

Avec un PIB estimé à 6 406 Mds FCFA (soit 9,8 Mds EUR) en 2019, le Tchad est la cinquième économie de la CEMAC (12 % du PIB total) derrière le Cameroun, le Gabon, la Guinée équatoriale et le Congo. L'économie tchadienne est largement dépendante de la production de pétrole (environ 20 % du PIB et plus de 80 % des exportations de biens en 2019) qui a débuté en 2003 et a permis au pays de connaître une période de croissance rapide jusqu'en 2014 (taux de croissance annuel moyen de 13,7 %).

Le Tchad est également riche en termes de ressources minières et particulièrement l'or et les métaux tels que le cuivre, le plomb, le zinc, le chrome, le nickel, l'étain, le wolfram, le tantale, l'argent, l'uranium. Nonobstant ce contexte géologique, l'essentiel de l'activité minière solide se cantonne essentiellement, en dehors de l'exploitation des carrières, dans le secteur plus ou moins informel de l'exploitation artisanale de l'or.

4.1.1 Secteur des Hydrocarbures

4.1.1.1 Secteur de l'exploitation pétrolière

Le pétrole a été découvert pour la première fois au Tchad dans les années 1970, au niveau du bassin de Doba. En 1988, le gouvernement tchadien a accordé la première concession à un consortium de plusieurs sociétés dont Esso qui en est devenue le principal actionnaire et l'opérateur.

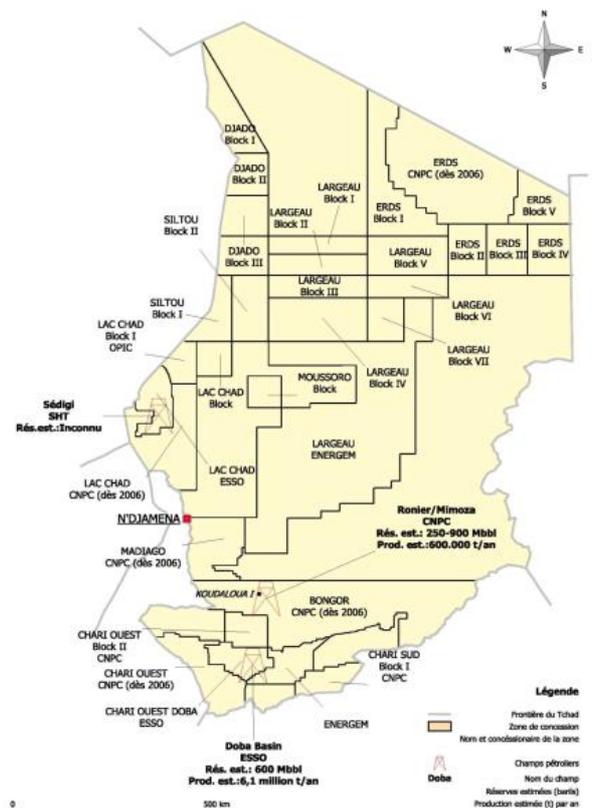
La construction de l'infrastructure pétrolière a commencé pendant les années 2000. Le principal projet est celui de la construction d'un oléoduc souterrain de 1.070 km traversant, sur les deux tiers de sa longueur, le Cameroun pour aboutir à la côte Atlantique près de la ville de Kribi pour l'exportation du brut tchadien. Pour cet oléoduc, le Consortium de Doba s'était adressé à la Banque Mondiale, qui a fini par financer la participation tchadienne et camerounaise au projet d'oléoduc avec la Banque Européenne d'Investissement (BEI).

Le Tchad produit environ 135 000 barils par jour et dispose de réserves de pétrole brut estimées à 1,5 milliards de baril¹ qui représente la plus grande part des revenus d'exportation du pays. La majeure partie du brut tchadien provient des réserves du bassin de Doba, au sud du pays, qui est exploitée principalement par le consortium CNPCI, le consortium EEPCI, et le consortium composé des sociétés du groupe Glencore.

L'État détient de très importantes participations dans le secteur pétrolier qui sont affectées à la SHT à des fins de gestion. La plus grande acquisition est intervenue en 2014 avec le rachat de la part de 25 % de Chevron dans le Consortium de Doba. Depuis 2014, l'État détient une part de 10 % dans les deux champs producteurs de CNPCI.

Une carte des champs pétroliers au Tchad est présentée dans la figure 3.

Figure 3: Carte des champs pétroliers



¹ CIA-Factbook

4.1.1.2 Secteur du transport pétrolier

La production tchadienne de pétrole est exportée vers le terminal offshore de Kribi au Cameroun via le pipeline Tchad-Cameroun qui dispose d'une capacité d'acheminement de 250 000 barils par jour.

Le pipeline qui mesure 1.070 km, dont 170 km traversant le Tchad et 900 km le Cameroun, permet l'acheminement du pétrole depuis les trois zones d'exploitation, Miandoum, Komé et Bolobo, de la région de Doba, au sud du Tchad, jusqu'à la ville côtière camerounaise Kribi. La canalisation se prolonge de 12 km sous la mer jusqu'à un terminal marin flottant d'où les tankers sont chargés à destination du marché mondial.

Figure 4 Carte du Pipeline TOTCO-COTCO



Le pipeline est géré par les deux sociétés suivantes :

- ✓ TOTCO : gère le transport tout au long du tronçon tchadien d'une longueur de 170 km ; et
- ✓ COTCO : gère le transport tout au long du tronçon restant traversant le Cameroun vers le Port de Kribi.

Les trois consortiums en production EEPCI, CNPCI et des sociétés du groupe Glencore transportent leurs bruts via des raccords reliant leurs zones de production respectives au Pipeline TOTCO-COTCO :

- Le consortium EEPCI transporte directement sa production à partir de la station de Komé qui représente le point de départ du Pipeline TOTCO-COTCO.
- Pour le consortium composé des sociétés du groupe Glencore, c'est la société Petro Chad Transportation (PCT) qui gère le transfert du pétrole brut à partir des champs de production de Petro Chad Mangara (PCM) jusqu'au raccordement au pipeline de TOTCO sur une distance de moins de 20 km.
- La CNPCI s'est également doté, début 2014, d'un raccordement au Pipeline TOTCO-COTCO reliant le champ de Rônier au centre du Tchad à la station de Kome avant d'être acheminée au terminal Tchad-Cameroun.

4.1.1.3 Principales activités d'exploitation

Les activités d'exploitation sont menées par les trois consortiums suivants :

(i) Consortium dirigé par la société Esso (EEPCI)

Il s'agit de la plus ancienne et la plus grande exploitation du Tchad opérée à travers le Consortium dirigé par Esso. Il opère sous 2 conventions :

- ✓ Convention de 1988 pour les champs Komé, Miandoum, Bolobo, Nya et Moudouli ; et
- ✓ Convention de 2004 pour les champs Maikeri et Timbré.

Les permis exploités par ce consortium ont les caractéristiques suivantes :

Tableau 11 Caractéristiques des permis exploités par le consortium EEPCI

Type de Permis	Bassin	Champs	Superficie en Km ²	Opérateur	Participation	En %
Concession d'exploitation (*)	Doba	Komé	186	Esso	Esso	40%
		Bolobo	53		Petronas	
		Miandoum	101			
		Maikeri	15			
		Moudouli	74			
		Timbré	16			
		Nya	13			SHT PCCL (**)

(*) Les permis d'exploitation ci-dessus accordé au consortium dirigé par la société Esso dans le cadre des contrats de concession (CC) de 1988 et 2004 ont été renouvelés le 20 juillet 2017 pour une période de validité jusqu'au 06 septembre 2050¹.

(**) Depuis 2014, la société SHT PCCL (filiale détenue à 100% par SHT) détient les 25% du capital anciennement détenus par la société Chevron Petroleum Chad. Cette participation a été rachetée par le biais d'un financement de la société Glencore Energy UK

(ii) Consortium dirigé par la société CNPCI

Le consortium est composé de la CNPCI et la société Cliveden. la CNPCI est présente au Tchad depuis décembre 2003 à la suite de l'acquisition d'une partie des droits d'exploration du bloc H auprès de la société Cliveden.

Les travaux de recherche ont commencé depuis 2005 dans le bassin de Bongor ayant abouti à la découverte de plusieurs champs.

Le bloc exploité par le consortium couvre les sept bassins suivants :

- Lac du Chad ;
- Madiago ;
- Bongor ;
- Doba Ouest ;
- Doseo ;
- Salamat ; et
- Erdis.

Les permis exploités par ce consortium ont les caractéristiques suivantes :

Tableau 12 Caractéristiques des permis exploités par le consortium CNPCI

Type de Permis	Bloc	Date de Signature	Champs	Superficie en Km ²	Opérateur	Participation	En %
Concession Exploitation	Bongor	13/10/2009	Rônier	86,73	CNPC	CNPC	45%
		13/10/2009	Mimosa	62,80		CLIVEDEN	
		29/05/2013	Prosopis	32,90			
		30/05/2013	Baobab	176,25			
		28/10/2014	Raphia	191,00			
		28/10/2014	Daniela	152,00			
		28/10/2014	Lanea	127,00			SHT
Recherche (CPP 2014)	Bongor	07/11/2014	Lac Tchad	13 002	CNPC	CNPC	37,5%
			Doseo et Salamat	15 679		CLIVEDEN	
			Madiago	7 864			
			Bongor	26 282			
			Doba Ouest	6 036			SHT
Concession Exploitation	Bongor	02/03/2018	Rônier. S	101,11	CNPC	CNPC	37,5%
			Phoenix. S	89,76		CLIVEDEN	
			Mimosa. S	35,14			
			Delo	32,25			
			Baobab CII	22,58			
			Baobab CIII	9,85			
			Cassia N	15,76			SHT

¹ AVENANT n04 A LA CONVENTION de Recherche, d'Exploitation et de Transport des Hydrocarbures du 19 décembre 1988

Les activités de recherche dans le bassin de Bongor, dans le cadre du CPP de 2014, ont abouti à la découverte de gisements importants dans les champs détaillés ci-dessus et résultant en l'obtention des autorisations exclusives d'exploitation le 2 mars 2018.

(iii) Consortium dirigé par les sociétés du groupe Glencore

Les travaux de recherche ont commencé en 2011 dans les champs de Badila et Mangara. Des découvertes importantes ont permis de déposer, en juin 2012, deux demandes d'Autorisation Exclusive d'Exploitation et de conclure un contrat d'association avec la SHT. La production effective dans les deux champs a commencé en juin 2013.

Par la suite, le groupe Glencore a fait une entrée progressive dans le marché tchadien à travers l'acquisition dans un premier temps de 10% des droits de la SHT dans les permis d'exploitation du champ de Badila et Mangara et 25% des droits de Caracal Energy dans les mêmes permis. En juillet 2014, le groupe a racheté les parts restantes dans ces permis.

Les permis exploités par les sociétés du groupe Glencore se détaillaient comme suit :

Tableau 13 Autorisations d'exploitation du groupe Glencore au Tchad

Type de Permis	Bassin	Champs	Année de Signature	Superficie en Km ²	Opérateur	Opérateur	En %
Permis d'exploitation	Doba	Mangara	2012	29,0	Petrochad Mangara	Glencore Exploration	43%
		Badila	2012	71,0		SHT	15%
						Petrochad Mangara	42%
Permis d'exploitation	Krim	Krim	2015	51,1	Petrochad Mangara	Glencore Exploration	33%
						SHT	25%
						Petrochad Mangara	42%
Permis d'exploitation	Doséo	Kibea	2015	92,2	Griffiths Energy (CHAD)	Glencore Exploration	33%
						SHT	25%
						Griffiths Chad	42%

4.1.1.4 Les nouvelles activités de recherche et d'exploitation

Projet Sedigui¹

Le Tchad a démarré dans les années 70 sous la houlette du consortium composé par les sociétés Esso-Shell-Chevron le projet d'exploration du Pétrole et de Gaz Naturel dans les sites de Sédigui (Kanem).

Les travaux de recherche et de développement ont été relancés par la SHT en 2017 et englobent la construction de l'usine de Raffinage de Rig-Rig d'une capacité de plus de 2 000 barils par jour pour un coût de 58 millions USD et d'une usine de traitement et de purification du gaz d'une capacité de 400 000 m³ de gaz par jour pour un coût de 120 millions USD.

Le champ pétrolier de Sedigui a une superficie de 29,80 Km. Il est situé à près de 7 Km de Rig-Rig et environ 50 Km de la frontière avec le Niger.

Pour développer Sédigui, l'État tchadien a signé un contrat de financement, construction, opération et maintenance avec un consortium chinois (formé par Blue Ocean Clean Energy et PanJin Liaohe Chenyu) chargé aussi de la construction de deux gazoducs longs de 320 km, du dispositif de purification de gaz et du terminal de gaz de Djarmaya, à une soixantaine de kilomètres à la sortie nord de N'Djaména.

L'entrée en exploitation du projet était prévu initialement en septembre 2019.

Champ Daniela

En juin 2019, China National Petroleum Corporation International Chad (CNPCIC) a démarré l'exploitation d'un troisième champ dans le bassin de Bongor, où le groupe est actif depuis 2009 : le champ Daniela, est d'une capacité de 15 000 b/j².

¹ SHT

² <https://www.jeuneafrique.com/mag/829298/economie/tchad-lechiquier-petrolier-en-recomposition/>

Blocs des Erdis

Les députés tchadiens ont adopté le 26 novembre 2019 un projet de loi portant approbation du [contrat](#) de partage de production entre le Tchad et la société « [EWAH Investors Limited](#) », une société de droit des Îles Vierges Britanniques, signé le 6 septembre 2019. EWAH prévoit d'investir plus de 83 millions de dollars américains¹.

Les négociations entreprises avec cette société ont abouti à l'octroi à celle-ci, de sept blocs, notamment Erdi I, Erdi II, Erdi III, Erdi IV, Erdi V, Erdi VI, Erdi VII.

Le contrat prévoit entre autres :

- Le paiement d'un bonus de signature d'un montant total 3,5 millions USD, dans un délai de 60 jours, à compter de la transmission au contractant de l'ordonnance ou de la loi d'approbation du contrat de partage de production.
- Le paiement d'une redevance sur la production à un taux de 16,5% dans le cas du pétrole brut et 5% dans le cas du gaz naturel ; et
- Le financement d'un programme d'investissement communautaire pour un montant minimum 3,5 millions USD durant les 5 première années.

4.1.2 Secteur des mines

4.1.2.1 Aperçus sur le secteur minier

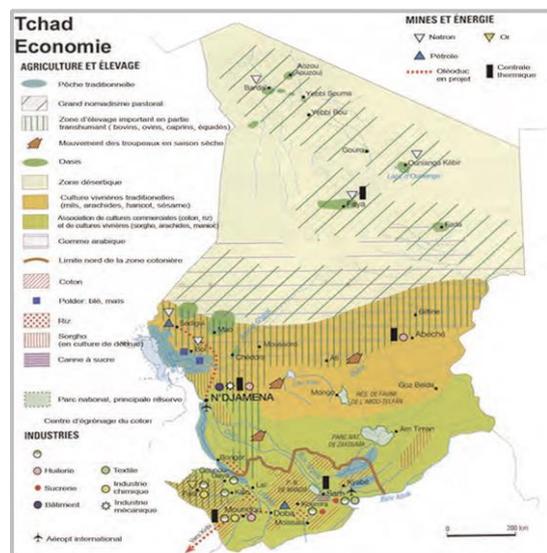
Le Tchad est un vaste pays d'Afrique central avec une superficie totale de 1 284 000 Km². Il est entouré au Nord par la Lybie, au Sud par la RCA et le Cameroun, à l'Est par le Soudan et à l'Ouest par le Niger et le Nigeria et il est caractérisé par son enclavement intérieur. La géologie comprend deux unités principales à savoir : le socle cristallin précambrien et la couverture sédimentaire.

Les premiers travaux de recherche géologiques et minières ont commencé au Tchad dans les années 40 et se sont poursuivis jusqu'en 1970. Ces travaux se sont caractérisés par des échantillonnages et analyses ponctuels, la reconnaissance géologique, l'élaboration des cartes géologiques à petite échelle (1/1500 000), et quelques cartes photo-géologiques et géologiques (1/200 000).

A partir des années 70, à la demande du gouvernement du Tchad, le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD) s'est intéressé au secteur minier tchadien en organisant des travaux de recherches géologiques et minières. La première phase des travaux de recherches a démarré en 1972 et a abouti à la découverte d'un gîte d'uranium et d'un gîte de calcaire dans le MAYO KEBI OUEST. Ceci a suscité une étude de préfaisabilité pour l'implantation d'une cimenterie à Boaré au Tchad, aujourd'hui fonctionnelle.

La deuxième phase des travaux de recherches a démarré en 1987, période durant laquelle le secteur minier a connu une plus grande impulsion avec la découverte de plusieurs indices et gîtes d'or présentant un intérêt économique dans le MAYO KEBBI OUEST et le DAR SILA. D'autres substances minérales ont été découvertes, notamment les diatomites, les marbres et les gravites. Dans cette perspective, le Tchad a manifesté son désir de hisser son secteur minier par le lancement d'un appel à manifestations pour la réalisation d'un inventaire minier. A cet effet, le Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM) et la République du Tchad ont signé un contrat en 2014 pour la réalisation d'un inventaire minier. Un projet pour un montant total de 20,6 millions d'euros et d'une durée de 3,5 ans, sur une surface d'environ 80 000 Km². L'objectif est de contribuer au développement économique et social du pays par la mise en valeur des ressources de son sous-sol.

Cet inventaire minier vise à identifier et reconnaître des minéralisations susceptibles de faire l'objet d'une exploitation industrielle à court et moyen terme. Les premières activités se sont déroulées au cours de l'année 2016 avec des traitements et interprétation de résultats en 2017.



1 <https://tchadinfos.com/politique/le-tchad-signe-un-contrat-petrolier-juteux/>

Selon un premier inventaire effectué, le potentiel minier du Tchad inclut notamment les substances suivantes :

Substance	Région/Potentiel
Argent	Ofouni au nord-ouest de Bardaï (Tibesti) avec des teneurs estimées à 434 g/t Ag.
La colombo tantalite	Tibesti et le Sud de Gourgoundji à l'est du Tchad avec teneurs de 145g/m ³ (Tibesti) et 800g/m ³ (Gourgoundji).
Le marbre	Goz Beida dans le Dar SILA avec trois gisements à savoir : Zafay, Rey, Modo avec les réserves estimées de 1,5-2 et 1 million de mètre cube
Uranium :	Goz Beida dans le Dar SILA avec trois gisements à savoir : Zafay, Rey, Modo avec les réserves estimées de 1,5-2 et 1 million de mètre cube
Les fumerolles hydrothermales	village de Sobrome à Bardaï (Tibesti)
Diatomite	Réserve adoptée environ 5 milliards de tonnes dans les dépressions du Kanem, jusqu'à Faya

4.1.2.2 Exploitation artisanale et semi-industrielle

Le secteur minier tchadien sur l'exploitation des matériaux de construction (gravier, argile, sable et calcaire), du natron, du sel gemme et de l'or alluvionnaire et éluvionnaire.

L'exploitation aurifère au Tchad est essentiellement artisanale et se concentre dans le Nord du pays, dans les régions du Tibesti et dans la région Ouest du Mayo-Kebbi.

Dans un rapport du forum intergouvernemental sur l'exploitation minière, les minéraux, les métaux et le développement durable (IGF), environ 100 000 individus travaillaient directement dans le secteur de l'exploitation aurifère artisanale et à petite échelle au Tchad et environ 600 000 individus gagnaient leur vie grâce à cette activité selon une étude de 2016.

Selon les données communiquées par la DGMG, le Tchad n'a produit que 14 kg d'or en 2019. Néanmoins, l'USGS estimait la capacité de production aurifère annuelle du Tchad à environ 150 kg. Par ailleurs, selon la Base de données Comtrade, les Émirats Arabes Unis (EAU) est le principal importateur d'or en provenance du Tchad. Ils déclarent avoir importé de 2,8 tonnes d'or en 2017, 4,4 tonnes en 2018 et 6,9 tonnes en 2019. La valeur des importations au titre de 2019 est de 251,9 millions USD selon la déclaration des EAU.

4.1.2.3 Exploitation industrielle du ciment

L'exploitation industrielle au Tchad se limite à la production du ciment destiné à couvrir la demande nationale estimée à plus de 700.000 tonnes par an.

Le marché du ciment au Tchad est dominé par deux sociétés :

- La Société Nationale du Ciment (SONACIM) installée en 2011 à Baoré dans la région du Mayo-Kebbi Ouest. Cette usine d'un coût estimé à 46 milliards de FCFA est le fruit d'un partenariat entre le Tchad et la Chine via un prêt consenti par EximBank China. Elle dispose d'une capacité de production de 200 000 tonnes par an ; et
- La CIMAF qui est le fruit d'un partenariat entre le groupe marocain Addoha. Sa capacité de production est estimée à 500 000 tonnes par an.

4.1.2.4 Projets de développement

Quaestec Gold Africa Ressources¹ est une société d'extraction, de raffinage et de développement de ressources minières basée en Sud Afrique et aux Émirats Arabes Unis. Quaestec s'est associée au gouvernement du Tchad pour la mise en place du Projet de développement du secteur des ressources minérales naissantes des pays d'Afrique Centrale.

Ce projet est mis en place sous forme d'une joint-venture (JV) 60%-40% (en faveur de Quaestec) matérialisée par la création de la Société Nationale de Développement de Minérale (SONADEM) avec comme objectif de débloquer le potentiel diversifié de ressources minérales du Tchad, comme l'or, l'argent, l'uranium, l'étain et le tungstène et de formaliser les systèmes d'informations géologique du Tchad et les données sur les ressources, de développer les ressources minérales du pays et d'établir une raffinerie nationale d'or à N'Djamena.

Les données sur l'avancement de ce projet et la création de la SONADEM n'ont pas pu être obtenues dans le cadre de ce rapport.

¹ <http://quaestec.com/index.php/projects/the-quaestec-chad-project>

4.2 Cadre juridique, institutionnel et régime fiscal

4.2.1 Secteur des hydrocarbures

4.2.1.1 Cadre juridique

Le secteur pétrolier au Tchad est caractérisé par la cohabitation des deux régimes juridiques suivants :

	Régime de concession	Régime contractuel
Période	Avant mai 2007	Après mai 2007
Définition	Le régime de concession confère à une entreprise pétrolière le droit exclusif d'explorer, de développer, d'extraire et d'exporter du pétrole pendant la période de validité dudit Contrat sous réserve des droits de l'État de percevoir les redevances, les impôts et les taxes fixés dans la réglementation.	<p>Selon le système contractuel, l'État conserve la propriété des ressources et de la production à moins qu'elle ne soit explicitement partagée avec l'entreprise partenaire (entrepreneur). L'entrepreneur réalise les opérations pétrolières conformément aux termes du contrat et opère à ses propres risques et frais, en fournissant tout le financement et la technologie nécessaire à l'opération.</p> <p>Les parties conviennent que l'entrepreneur se conformera à l'exploration et au développement en échange d'une part de la production, ou d'une rémunération en espèces pour ce service, en cas de découverte commerciale.</p>
Type de contrat pétrolier	Contrat de Concession (CC)	Contrat de partage de production (CPP)
Règlementation	<ul style="list-style-type: none"> - Ordonnance N°007/PC/TP/MH du 3 février 1962 - Loi N°001/PR/1999 du 11 janvier 1999 portant gestion des revenus pétroliers tel qu'amendée par la Loi N°002/PR/06 du 11 janvier 2006. 	<ul style="list-style-type: none"> - Loi N°006/PR/2007 du 2 mai 2007 relative aux Hydrocarbures - Décret N°796/PR/PM/MPE/2010 fixant les modalités d'application de la loi N°006/PR/2007 - Ordonnance N°001/PR/2010 portant modification de la Loi N°006/PR/2007 et approbation du contrat type de Partage de Production (CPP) - Contrat type de partage de production régissant les activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux en république du Tchad - L'Ordonnance N°003/PR/2013, fixant l'assiette et les modalités de recouvrement de droit fixe applicable aux hydrocarbures
Autres textes	<ul style="list-style-type: none"> - Le code général des impôts - Le code de douane - Loi N°006/PR/2008 du 3 janvier 2008 instituant la Charte des investissements de la République du Tchad - Loi N°14/PR/98 du 17 août 1998, définissant les principes généraux de protection de l'environnement et ses textes d'application 	

En 2019, le Tchad compte 4 contrats sous le régime de concession et 9 CPP dont la liste est détaillée en annexe 2.

4.2.1.2 Cadre Institutionnel

Le secteur des hydrocarbures est régulé et supervisé par les structures suivantes :

Tableau 14 Structure Gouvernementales intervenant dans le Secteur des Hydrocarbures

Structures	Rôle
Ministère du Pétrole, des Mines et de l'Energie (MPME)	Le MPME conçoit et coordonne la mise en place de la politique nationale en matière d'hydrocarbures et dispose d'un droit de regard sur toutes les activités pétrolières sur le territoire national incluant entre autres : <ul style="list-style-type: none"> - la détermination des zones ouvertes aux opérations pétrolières ; - l'approbation des contrats-types ; et - l'autorisation des cessions/transmissions des droits et obligations rattachés aux contrats pétroliers ;
La Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT)¹	st chargée d'assurer la prospection, la recherche, le développement, la production et le transport par canalisation des hydrocarbures liquides et gazeux, ainsi que le raffinage, le transport, le stockage et la distribution des produits finis, ainsi que la commercialisation des hydrocarbures et des produits pétroliers finis.
L'Autorité de Régulation du Secteur Pétrolier Aval du Tchad (ARSAT)	st chargée d'assurer la régulation, le contrôle et le suivi des normes ainsi que les activités des exploitants et des opérateurs du secteur pétrolier aval
Commission Nationale chargée de la Négociation des Conventions Pétrolières (CNNCP)²	Placée sous la tutelle MPE, la CNNCP a pour mission de négocier les clauses des Conventions de Recherches, d'Exploitation et de Transport des Hydrocarbures Liquides et Gazeux; négocier les Conventions de Recherches, d'Exploitation et de Transport des Hydrocarbures Liquides et Gazeux conclues avant la date d'entrée en vigueur du présent Décret; négocier les contrats de raffinage, de stockage et de distribution des produits pétroliers.
Collège de Contrôle et de Surveillance des revenus Pétroliers (CCSRP)	Créé dans le cadre de la Loi N°001/PR/99 relative à la gestion des revenus pétroliers, le CCSR est une institution qui a pour principale mission le contrôle de l'utilisation des revenus pétroliers
Direction Générale Technique du Pétrole (DGTMP)	Placée sous la tutelle du MPE, la DGTMP a pour mandat : <ul style="list-style-type: none"> - la préparation des actes d'autorisation, d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures ; - l'élaboration et le suivi des contrats pétroliers, des contrats gaziers et des cahiers de charge y relatifs, ainsi que les actes liés au stockage des hydrocarbures ; - l'analyse technique des offres des contrats pétroliers, en liaison avec les Administrations concernées ; - la surveillance administrative et technique des activités d'exploration, d'exploitation, de stockage, de transport par canalisation, d'importation, d'exportation et de transformation des hydrocarbures ; - le suivi de la gestion du domaine minier national inhérent aux hydrocarbures ; et - la collecte des données statistiques relatives à l'exploration, à l'exploitation et à la production des hydrocarbures.
Ministère des Finances et du Budget (MFB)³	Le MFB, à travers les trois régies que sont la DGI, la DGDDI et la DGTCP, assure le recouvrement des recettes fiscales provenant du secteur extractif pour le compte de l'État et des Communes.
Ministère de l'Environnement, de l'eau et de la pêche	En charge de la conception et la mise en œuvre des politiques de protection de l'Environnement, de la gestion des ressources en eau qu'elles soient celles de surface ou souterraine ; la gestion des ressources naturelles; le développement et la promotion des ressources halieutiques et de l'aquaculture et la mise en œuvre de la réglementation nationale, des accords et conventions régionaux et internationaux relatifs à la diversité biologique Il est responsabilité de la validation des études d'impact environnemental et social pour toute demande de licence pétrolière.

¹ <https://sht-td.com/>

² Créée par le Décret N° 795/PR/PM/2006 du 28 Août 2006

³ <https://finances.gouv.td/>

4.2.1.3 Cadre fiscal

(i) Régime fiscal

Le cadre fiscal du secteur pétrolier est régi par la réglementation listée ci-dessus, les contrats pétroliers et par les dispositions du Code Général des Impôts.

Deux types de régimes fiscaux prévalent dans les activités d'exploration et de production pétrolières et gazières au Tchad à savoir les systèmes concessionnels et les systèmes contractuels tels que décrits plus haut.

Les principaux instruments fiscaux de chaque régime se présentent comme suit :

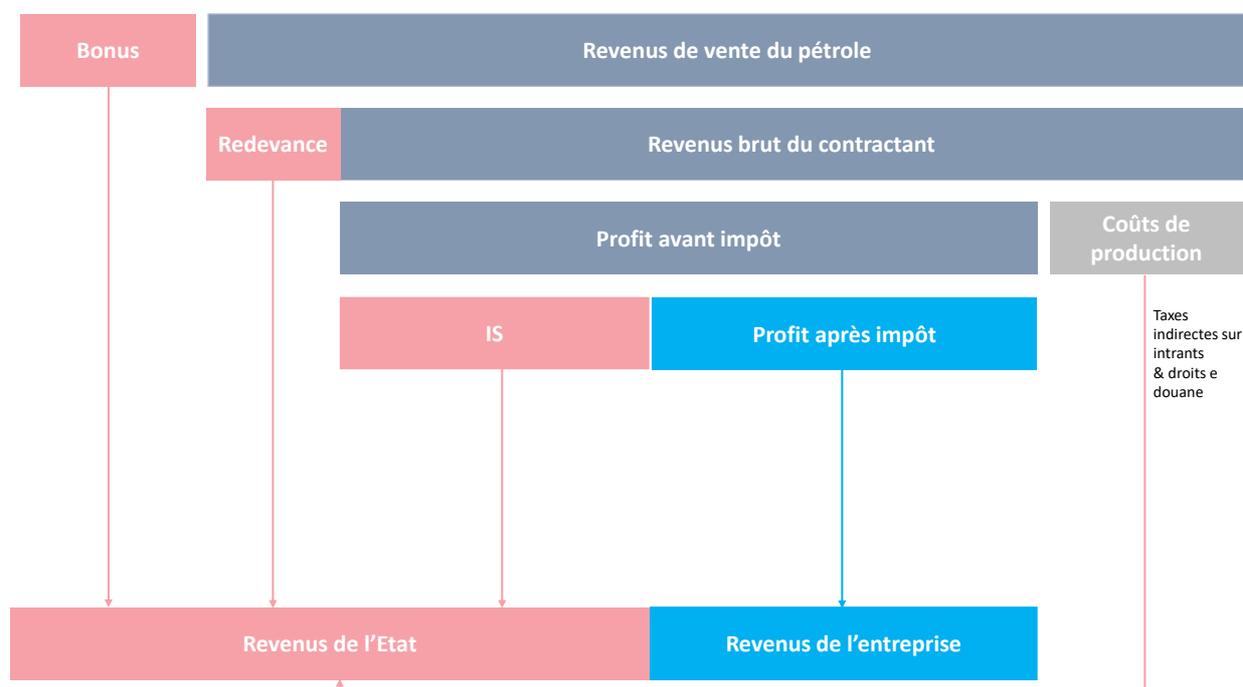
❖ Régime de concession

Tableau 15 Principaux instruments du régime de concession

Instruments des CC	Description
Redevance sur la production	Les compagnies pétrolières signataires d'un Contrat de Concession avec l'État sont tenues de payer une redevance proportionnelle calculée sur la production mensuelle totale disponible d'une zone définie. Cette redevance est réglée mensuellement en espèces ou en paiement en nature, selon les dispositions et les tarifs fixés par le contrat de concession.
IS	Payable en numéraires sauf disposition contraire dans le contrat. Son taux est fixé dans le contrat et peut être fixe ou variable d'une échelle (Facteur R) liée à des cadences de production cumulées, ou en fonction des niveaux atteints de rentabilité du projet (taux de rendement). Les taux de l'IS varient entre 40% et 75% des bénéfices des opérations pétrolières.
Bonus	Montant fixé dans le contrat et payé à la signature du contrat ou à l'entrée en production.
Redevance superficielle	Taxe superficielle annuelle payée sur la base de la superficie détenue et dont le montant est fixé dans le contrat.

Une illustration des principaux flux de paiement d'un contrat de concession est présentée dans la figure 5.

Figure 5 Flux de paiements générés par un contrat de concession



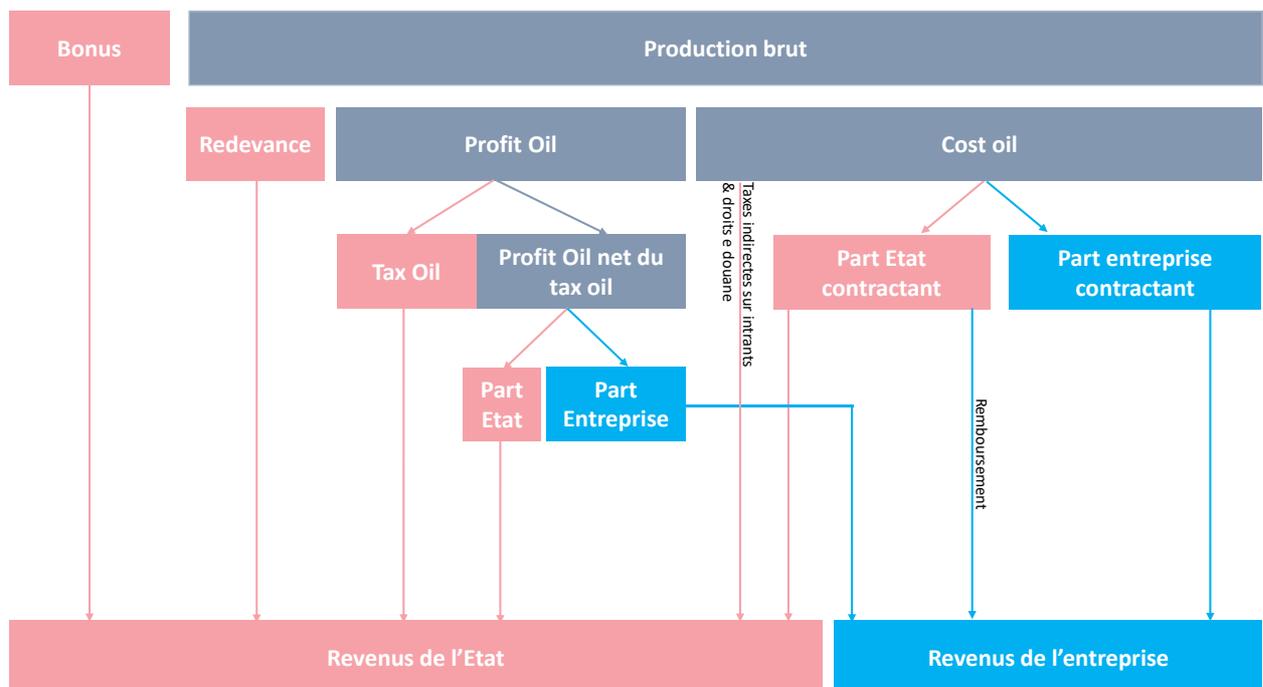
❖ Régime contractuel

Tableau 16 Principaux instruments du régime contractuel

Instruments des CPP	Description
Récupération des Coûts / Cost-Oil	L'entreprise partenaire supporte tous les Coûts et risques de l'exploration et du développement. En de découverte commerciale, l'entreprise peut récupérer les frais qu'elle a engagés. C'est ce qu'on appelle le « Cost oil ». Il comprend principalement les Coûts non récupérés reportés des années précédentes, les dépenses d'exploitation, les dépenses d'investissement et les Coûts d'abandon. En règle générale, au cours d'une année, il y a une proportion fixe du total production que les investisseurs peuvent utiliser pour recouvrer leurs Coûts - appelée "Cost recovery ceiling." Si les Coûts dépassent la limite de récupération des Coûts, la différence est reportée aux périodes ultérieures. Le plafonnement du « Cost oil » sécurise un minimum de revenus pour l'État dès le début production.
Profit Oil	Dans un CPP, le pétrole qui reste après que la compagnie pétrolière a pris son « Cost oil » et le paiement de la redevance sur la production est appelé « profit oil ». L'Etat a le droit, lors de l'attribution de toute Autorisation Exclusive d'Exploitation, d'exiger la cession d'une participation, dont le pourcentage maximal est fixé dans le contrat, dans les droits et obligations attachés à cette Autorisation Exclusive d'Exploitation soit directement, soit par l'intermédiaire de la SHT. Cette participation donne le droit à une part dans le Profit Oil contre le paiement de sa part dans le Cost oil. Le « Cost oil » est plafonné dans les CPP pour garantir toujours un minimum de profit oil à partager entre l'État et l'entreprise selon le pourcentage fixé dans le contrat.
Tax Oil	Le tax oil est l'équivalent de l'IS dans les CC. Le pourcentage du Tax Oil varie en fonction d'une échelle liée à des cadences de production cumulées ou journalières, ou en fonction des niveaux atteints de rentabilité du projet (taux de rendement appelé aussi Facteur R). Le Tax Oil est réglé en espèces ou en nature, selon les dispositions et les pourcentages fixés par le CPP.
Redevance sur la production	Les compagnies pétrolières signataires CPP sont tenues de payer une redevance proportionnelle calculée sur la production mensuelle totale disponible d'une zone définie. Cette redevance est réglée mensuellement en espèces ou en paiement en nature, selon les dispositions et les tarifs fixés par le contrat de concession.
Redevance superficiaire	Taxe superficiaire annuelle payée sur la base de la superficie détenue et dont le montant est fixé dans le contrat.
Bonus	Montant fixé dans le contrat et payé à la signature du contrat ou à l'entrée en production.

Une illustration des principaux flux de paiement d'un CPP est présentée dans la figure 6.

Figure 6 Flux de paiements générés par un contrat de partage de production



(ii) Impôts et taxes spécifiques

Les taux des principaux impôts et taxes spécifiques prévus par le code pétrolier et les contrats pétroliers se détaillent comme suit :

Tableau 17 Régime fiscal spécifique aux sociétés pétrolières

Instruments fiscaux	Entreprise /Contrat	Permis/ Autorisation	Taux/Montant
Impôts sur les sociétés	CC		Avant 2015 : 40% (taux du droit commun) à 75% en fonction des conditions fixées dans le CC A partir de 2015 : 35% (taux du droit commun) à 75% en fonction des conditions fixées dans le CC
			12,50% (CC 1988)
Redevance à la production(pétrole)	ESSO - CC		14,25% (CC 2004)
		CNPCIC - CC	12,50%
		OPIC - CC	12,50%
		EWAH - CPP	16,00%
		Tous les autres CPP	14,25%
Redevance à la production (gaz)	CC & CPP		5% à 10%
Tax Oil	CPP		40% à 60%
Profit oil	CPP		Part de l'Etat (qui ne peut pas dépasser 25%) et après déduction de la redevance sur production (14,25% ou 16,00%) et le Cost Oil limité à 70%.
Redevances superficielles	CC	Recherche	12,5 USD/km2 /an (initiale)
			12,5 USD/km2 /an (renouvellement)
	CPP	Concession	200 USD/km2 /an
		AER	1 à 5 USD/km2 /an
		Prorogation (AER)	10 USD/km2 /an
		AEE	100 à 150 USD/km2 /an
		Autorisation de Transport	45 USD/km2 /an
Contribution à la formation du personnel, à l'équipement et à la promotion du MPME	ESSO - CC	Recherche	75 000 USD
		Concession	100 000 USD (CC 1988) 175 000 USD (CC 1200)
	CNPCIC - CC	Recherche	75 000 USD
		Concession	200 000 USD
	OPIC - CC	Recherche	75 000 USD
		Concession	200 000 USD
	Tous les CPP	AER	62 500 USD/trimestre soit 250 000 USD/an
		AEE	500 000 USD/an
Bonus de signature	CC et CPP		Montant forfaitaire fixé par un commun accord
Droits fixes	CPP		Montant fixé par l'ordonnance 003 PR de 2013
Plus-Value sur cession d'actif	CPP		25%

Source : [Loi N°006/PR/2007](#) et Contrats pétroliers

(iii) Impôts et taxes de droit commun applicables

Selon les dispositions du Code Général des Impôts (CGI)¹, les principaux impôts et taxes payés par les sociétés au Tchad peuvent être résumé comme suit :

Tableau 18 Principaux impôts et taxes de droits commun

Nature de l'impôt/Taxe	Article	Taux d'imposition
Impôt minimum fiscal IMF	Article 149-151	1,5% du revenu annuel
Taux d'apprentissage et de formation professionnelle	Article 171-178	12/1000 des salaires bruts servis
IRPP	Art 114-122	A compter du 1er janvier 2018, le calcul de l'impôt sur le revenu des personnes physiques (IRPP) se fait en appliquant le barème progressif, après intégration des avantages en nature, imposables indemnités et primes allouées au salarié.
IRPP/LOYER	Art 119	15% ou 20% 20% ou 25% 25% ou 30%
Taxe forfaitaire due par les employeurs et débirentiers	Art 187-190	7,5% des salaires bruts servis
IS/IRPP Libérateur	Art 857 et 858	Tous les paiements effectués à des non-résidents sont soumis à une retenue à la source de 25% (à partir du 1 ^{er} janvier 2018)
TVA	Art 226-238	18 % applicable à toutes les opérations taxables
Contribution foncière des propriétés bâties CFPB	Art 760-771	10% pour N'Djamena 8% autres communes
Contribution foncière des propriétés non bâties CFPNB	Art 774-787	21% pour N'Djamena 20% autres communes
Patente	Art 787-790	Tableau article 790
La taxe pour la protection de l'environnement	Art 200-203	Selon les quantités extraites/produits ou les quantités de déchets (Voir article 202 pour le détail des tarifs de la taxe)
Taxes de Services Publics	Art 834-836	Fixé par délibération des Conseils municipaux des Communes ou du comité de Gestion et dûment approuvé par l'autorité de tutelle
Contribution à l'ONASA	Art. 837-839	Le taux de la contribution est fixé à 100 Francs pour les personnes assujetties à la taxe civique et à 480 Francs pour les personnes passibles de l'I.R.P.P.
Contributions sociales		Les cotisations sociales sont dues à la fois par l'employeur (16,5% du salaire brut jusqu'à XAF 500 000) et le salarié (3,5% du salaire brut jusqu'à 500 000 XAF).

Source : Code Général des Impôts (CGI)

(i) Avantages fiscaux et exonérations accordées aux sociétés pétrolières

Les avantages fiscaux accordés aux sociétés pétrolières dans le cadre des contrats pétroliers peuvent être résumé comme suit :

¹ Loi n°12/PR/2016 du 15 juillet 2016

Tableau 19 Avantages fiscaux et exonérations accordées aux sociétés pétrolières

Impôts et Taxes	Contrat de Partage de Production	Contrat de Concession
Droit et taxes douanières	<ul style="list-style-type: none"> - Franchise sur tous les droits et taxes y compris la taxe sur le chiffre d'affaires, à l'exception de la Redevance Statistique et de la TCI, à l'occasion de leurs importations, les produits, matériels, matériaux, machines et équipements et destinés, directement, exclusivement et à titre définitif, aux Opérations Pétrolières effectuées dans le cadre d'une Autorisation Exclusive de Recherche ; -Le même avantage pour les importations dans le cadre d'AEE à l'exception de la Redevance Statistique et de la TCI, pendant les cinq (5) premières années qui suivent l'octroi de cette Autorisation ; - Franchise sur tous les droits et taxes pour l'importation des fournitures, pièces détachées et parties de pièces détachées destinées aux produits, matériels, matériaux, machines et équipements liés directement, exclusivement et à titre définitif aux opérations pétrolières ; - Les produits, matériels, matériaux, machines et équipements, importés en République du Tchad, affectés aux opérations pétrolières et destinés à être réexportés en l'état ou après avoir subi une transformation sont placés sous un régime suspensif de tous droits et taxes d'entrée ; - Franchise sur tous les droits et taxes pour l'importation des effets et objets personnels en cours d'usage du personnel expatrié ; et - La part des Hydrocarbures revenant au Contractant est exportée en franchise de tout droit de sortie ou redevance. 	<ul style="list-style-type: none"> - Les matériaux destinés exclusivement à la recherche et à l'exploitation pétrolière seront exonérés de tous droits et taxes de douane ; - Les Equipements-marchandises et appareils destinés aux chantiers de recherche et d'exploitation pétrolière seront placés sous le régime de l'admission temporaire normale ; et - Les véhicules de chantiers, spéciaux ou non, seront placés sous le régime de l'admission temporaire. Les véhicules automobiles du siège ou acquis à titre personnel, seront soumis au régime du droit commun sans aucune exonération. Les avions et leurs pièces de rechange, les matières consommables nécessaires à la recherche et à l'exploitation pétrolière seront exonérées de tous droits et Taxes de douanes.
Autres impôts et taxes	<ul style="list-style-type: none"> - l'impôt minimum forfaitaire ou son équivalent ; - la taxe d'apprentissage ; - la contribution des patentes ; - l'impôt direct sur les bénéfices ; - l'impôt sur les distributions de bénéfices ; - les impôts et taxes de quelque nature que ce soit sur les intérêts et autres produits des sommes empruntées par le Contractant pour les besoins des Opérations Pétrolières ; - les droits d'enregistrement consécutifs à la constitution des sociétés et aux augmentations de capital ; - la taxe immobilière sur les biens des personnes morales et tous autres impôts fonciers à l'exception de ceux exigibles sur les immeubles à usage d'habitation 	<ul style="list-style-type: none"> - Tout impôt direct sur le revenu frappant les résultats des opérations pétrolières et les bénéficiaires à l'exception de la redevance sur la production et de l'impôt direct sur les bénéfices ; - Tout droit, impôt, taxe ou contribution de quelque nature que ce soit frappant la production ou la vente des Hydrocarbures, et tout revenu y afférent ou exigible sur les opérations pétrolières ou à l'occasion de l'établissement et du fonctionnement du Consortium ; - Tout transfert de fonds, achats et transports d'Hydrocarbures destinés à l'exportation, et plus généralement pour tous revenus et activités du Consortium à condition que les éléments susmentionnés soient nécessaires aux Opérations Pétrolières ; et - Tout impôt sur le chiffre d'affaires pour toutes les acquisitions de biens et services strictement et directement nécessaires à la réalisation des opérations pétrolières.

4.2.1.4 Réforme et faits marquants

(i) Affectation des revenus pétroliers

La [Loi](#) de finances pour 2019 a prévu dans son article 34 l'affectation, à compter du 1^{er} janvier 2019, de 2 % du bonus de signature et du bonus d'attribution d'une Autorisation Exclusive d'Exploitation à la Commission Nationale Chargée de la Négociation des Conventions Pétrolières ainsi que son Comité Technique des Négociations. Les modalités pratiques de recouvrement, du suivi, de l'utilisation et le mécanisme de décaissement devront être fixé par arrêté.

(ii) Exonération de l'importation des équipements

La [Loi](#) de finances pour 2019 a prévu dans son article 38 l'exonération de la TVA, à compter du 1^{er} janvier 2019, les équipements et biens spécifiquement et uniquement destinés à la recherche pétrolière et minière dont la liste est fixée par un arrêté du Ministre des Finances.

(iii) Encadrement de l'octroi des exonérations fiscales

Un Comité Technique chargé d'examiner les demandes d'exonérations des droits, taxes et impôts directs et indirects a été créé par le [décret N° 1607/PR/MFB/2019](#). Selon les dispositions du décret, aucune franchise, aucune exonération totale ou partielle des droits, taxes ou impôts ne peut être accordée sans l'avis préalable dudit Comité.

Les avis du Comité Technique sont constatés par procès-verbal obligatoirement joint au dossier de demande de franchise ou d'exonération. Les exonérations accordées font l'objet d'un arrêté conjoint du Ministre en charge des Finances et du Ministre concerné et visé par le Secrétaire Général du Gouvernement. L'arrêté est publié au Journal Officiel en précisant le montant, la durée de la franchise ou de l'exonération et la nature de la convention, de l'accord, ou du contrat.

(iv) Gestion des recettes pétrolières

Le Gouvernement a promulgué en novembre 2019 la création d'un mécanisme de gestion des recettes pétrolières pour promouvoir la stabilisation fiscale¹. Les principaux objectifs de ce mécanisme sont de mettre en réserve des recettes pétrolières en vue d'amortir l'impact budgétaire de baisses inattendues de ces recettes et de fournir une assurance contre le risque de baisses inattendues des recettes pétrolières qui dépasseraient de 10 % celles qui sont déjà prévues dans le budget. Dans l'ensemble, ce mécanisme est un fonds de stabilisation doté d'une règle d'épargne, d'une règle de dépense et d'une formule pour l'estimation des recettes pétrolières dans le budget.

Le détail de ce mécanisme, qui est entré en vigueur à partir du budget 2020 est décrit au niveau de la [section 4.10.1.4](#) du présent rapport.

(v) Lancement de la réforme du Code pétrolier

Le Tchad a engagé en 2019 un travail en vue d'actualiser le régime juridique des activités pétrolières pour tenir compte du développement du secteur et des meilleures pratiques au niveau international.

En prélude de cette réforme, un comité technique, composé des experts nationaux des ministères concernés, a été mis en place avec l'appui d'un cabinet international recruté par le Ministère du Pétrole. Une consultation a été également organisé dans le cadre d'un atelier national incluant notamment opérateurs pétroliers.

Nous comprenons qu'à la date du présent rapport, les consultations sont toujours en cours pour la finalisation du projet de loi.

¹ Loi 0040/PR/2019 sur le tissage des prix et de la production de pétrole, qui comprend le nouveau mécanisme de gestion des recettes pétrolières, a été promulguée le 27 novembre 2019.

4.2.2 Secteur minier

4.2.2.1 Cadre juridique

Le cadre légal du secteur minier est principalement constitué par :

- L'[Ordonnance](#) N°004/PR/2018 du 21 février 2018 portant Code Minier et son décret d'application N°2007/PR/MPME/2019 en date du 30 décembre 2019 pour les titres miniers et autorisation octroyés, renouvelés ou prorogés après la promulgation du nouveau code ; et
- La [Loi](#) N°11/PR/95 du 20 juin 1995 portant Code Minier et son décret d'application N°95-821/PR/MPE/95 pour les titres et autorisations octroyés avant la promulgation du nouveau Code de 2018.

Les activités minières sont également régies par les dispositions de convention minière qui peut ajouter aux dispositions du Code Minier sans y déroger.¹

Outre les dispositions du Code Minier, les activités minières sont régies par les textes suivants :

- le Code des Investissements ;
- le Code Général des Impôts ;
- le Code des Douanes ;
- Loi N°14/PR/98 du 17 août 1998, définissant les principes généraux de protection de l'environnement et ses textes d'application notamment le décret N°630/PR/PM/MERH/2010 du 04 août 2010 portant réglementation des études d'impacts sur l'environnement

4.2.2.2 Cadre institutionnel

Le cadre institutionnel du secteur minier est défini par le Chapitre 3 du Code Minier (2018) et comporte notamment les structures suivantes :

Tableau 20 Structures Gouvernementales intervenant dans le secteur minier

Structures	Rôle
Ministère du Pétrole, des Mines et de l'Energie (MPME)	Le MPME conçoit et coordonne la mise en place de la politique minière. Il dispose d'un droit de regard sur toutes les activités minières sur le territoire national incluant entre autres : <ul style="list-style-type: none"> - la détermination des zones ouvertes aux opérations minières ; - l'autorisation des cessions/transmissions des droits et obligations attachés aux Conventions minières ; et - l'approbation des Conventions minières.
La Direction Générale Techniques des Mines (DGTM)	Placée sous l'autorité du MPME, la DGTM a pour missions de concevoir, d'élaborer, de coordonner et d'assurer le suivi de la politique du gouvernement en matière des mines, des carrières et des recherches géologiques. Elle comprend les directions suivantes : <ul style="list-style-type: none"> - une Direction des Mines et de la Géologie ; - une Direction des Carrières ; - une Direction du Cadastre Minier, et - une Direction de Laboratoire d'Analyses chimiques, géochimiques, minéralogiques et pétrographiques.
Société Nationale des Mines et de la Géologie (SONAMIG)²	Société d'Etat créée par la Loi N°011/PR/2018 du 20 juin 2018 portant ratification de l'Ordonnance N°002/PR/2018 du 9 février 2018 La SONAMIG est placée sous la tutelle du MPME et a pour missions de promouvoir le développement du secteur géologique et minier du Tchad. A ce titre elle : <ul style="list-style-type: none"> - sert d'instrument de mobilisation de ressources nationales et extérieures au profit des recherches géologiques et minières ; - concourt au financement des projets se rattachant au développement minier et collabore avec d'autres organismes intervenant dans le domaine des recherches géologiques et minières ; - conçoit les projets de recherches minières et veille sur la mise en œuvre de ses projets ; - veille sur la réalisation de l'inventaire minier au Tchad en collaboration avec les structures compétentes du Ministère en charge des Mines et de la Géologie ; - veille sur l'ouverture ou la fermeture des carrières ; - contribue à la mise en place d'un comptoir d'achat et d'un plan d'impact environnemental ; et - contribue à l'élaboration des conventions minières ; et

¹ Article 132 du Code Minier (2018) & Article 40 du Code Minier (1995)

² <http://www.sonamig.td/>

Structures	Rôle
Comptoir National d'or et des métaux précieux (CNOMP)	Le CNOMP est une entité opérationnelle de la Société Nationale des Mines et de la Géologie (SONAMIG). Le CNOMP a été créé par Décret N° 0765/PR/MMDICPSP/2019 du 16 mai 2019. Il a pour missions exclusives, l'achat et la vente de l'or, des gemmes et autres métaux précieux provenant de l'exploitation artisanale ou semi-industrielle.
Commission Nationale des Mines	C'est une commission créée par le Code Minier (2018) ¹ pour se prononcer sur les demandes d'octroi, de renouvellement, de transfert, de prorogation et de retrait des autorisations d'exploitation, à l'exception des conditions d'exploitation artisanale, et des titres miniers, dans les conditions prévues au présent code. L'organisation, la composition et le fonctionnement de cette commission sont fixés par un acte du Premier Ministre, Chef du Gouvernement sur proposition du Ministre en charge des Mines.
Commission Interministérielle de Négociation des conventions minières	Cette commission peut être créée à tout moment, par un acte du Premier Ministre, Chef du Gouvernement sur proposition du Ministre en charges des mines.
Brigade Nationale de Contrôle des Activités Minières	Cette brigade est chargée de : <ul style="list-style-type: none"> - la mise en œuvre de la stratégie du Gouvernement en matière de contrôle de l'activité minière ; - l'organisation et la supervision des activités des agents chargés du contrôle des activités minières ; - contrôle du respect de la réglementation relative aux activités minières ; - contrôle du respect des clauses des conventions minières et des obligations de travaux et autres engagements mis à la charge des titulaires d'autorisations ou de titre miniers ou en vertu desdites conventions ou de l'acte administratif portant octroi de leurs titres miniers ou de leurs autorisations ; - contrôle des activités des chantiers d'exploration et d'exploitation minières ; - contrôle des activités des chantiers d'exploitation des substances de carrière ; - contrôle des activités des sociétés d'exploitation des eaux de source, des eaux minérales, des eaux thermo-minérales et gites géothermiques ; - l'instruction des dossiers disciplinaires à l'égard des titulaires ; - la répression, sur le plan administratif, des infractions à la réglementation minière ; et - la centralisation et l'exploitation de toute information relative au contrôle minier sur toute l'étendue du territoire national.
Ministère des Finances (MINFI)	Le MINFI à travers les trois régies qui sont la DGI, la DGD et le Trésor assure le recouvrement des recettes fiscales provenant du secteur extractif pour le compte de l'État et des Communes.
Ministère de l'Environnement, de l'eau et de la pêche	En charge de la conception et la mise en œuvre des politiques de protection de l'Environnement, de la gestion des ressources en eau qu'elles soient celles de surface ou souterraine; la gestion des ressources naturelles; le développement et la promotion des ressources halieutiques et de l'aquaculture et la mise en œuvre de la réglementation nationale, des accords et conventions régionaux et internationaux relatifs à la diversité biologique. Il est responsabilité de la validation des études d'impact environnemental et social pour toute demande d'un titre minier.

4.2.2.3 Cadre fiscal

(i) Régime fiscal de droit commun

L'Article 59 du Code Minier du Tchad (2015) l'article 336 du Code Minier de 2018 stipule que les entreprises opérant dans le secteur minier sont assujetties aux impôts et taxes prévus par le Code Général des impôts sauf avantages prévus dans le Code Minier et les convention minières ou par [charte des investissements](#) dans les conditions de droit commun. Toutefois, ils ne peuvent cumuler les avantages prévus au présent code avec ceux octroyés par la charte des investissements.

Les principaux droits et taxes de droits de droit commun qui sont payés par les compagnies opérant dans le secteur minier sont :

- l'impôt direct sur les bénéficiaires ;
- l'Impôt sur le revenu des personnes physiques (IRPP) ;
- la taxe forfaitaire due par les employeurs ;
- la taxe d'apprentissage et de formation professionnelle ;
- la redevance statistique à l'importation ;
- le droit de douane à l'importation ;
- le prélèvement sur les plus-value de cession de titres miniers ; et
- la retenue à la source libératoire des sous-traitants.

¹ Article 33 du Code Minier (2018)

(ii) Taxes spécifiques au secteur minier

En plus des impôts de droit commun, les activités minières sont soumises aux droits et taxes spécifiques prévus par le Code Minier dont le détail se présente comme suit :

Taxe/Droit	Description
Droit fixe	La délivrance, le renouvellement et le transfert de titres miniers ou d'autorisations en vertu du Code Minier donnent lieu à la perception de droits fixes ;
Taxe superficielle annuelle/ redevance superficielle	Des redevances superficielles sont perçues en fonction de la superficie couverte par les titres miniers ou autorisations, sauf le cas de l'autorisation de prospection. Les tarifs sont fixés par la Loi de finances.
Taxe Ad valorem ou Taxe d'extraction	L'exploitation de substances minières est soumise à une redevance proportionnelle à leur valeur. Les modalités de liquidation et de recouvrement de ces redevances sont précisées, en tant que de besoin par la Loi de finances.
Droit de fortagage	Le droit de fortagage est payé par l'exploitant de matériaux de construction par tonne extraite
Taxe sur la rente minière¹	Le titulaire de permis d'exploitation minière industrielle est assujéti à une taxe sur la rente minière (TRM) au taux de cinquante pour cent (50%). L'assiette de TRM est égale à la différence entre le chiffre d'affaires, d'une part et les charges d'exploitation comprises la redevance, majorées de cinquante pour cent (50%) d'autre part.
Taxe forfaitaire²	Les titulaires d'autorisation d'exploitation artisanale sont soumis à une taxation forfaitaire annuelle libératoire dont les montants et modalités de liquidation et recouvrement sont à préciser par la Loi des Finances

(iii) Avantages fiscaux

Avantages accordés aux activités de recherches

Tableau 21 Avantages accordés aux activités de recherche selon le nouveau Code Minier

Nature des avantages	Description de l'avantage
Fiscaux	Exonération totale des impôts et taxes suivants : - l'impôt sur les sociétés ; - L'impôt minimum forfaitaire ; - la contribution des patentes ; - les contributions foncières applicables aux immeubles autres que les immeubles d'habitation ; - les droits d'enregistrement. - la taxe sur la valeur ajoutée (TVA), sauf en ce qui concerne les biens exclus du droit à déduction par le code général des impôts, pour : i. L'acquisition des biens nécessaires à la réalisation des activités géologiques et/ou minières figurant sur une liste validée conjointement par le Ministère en charge des Mines et le Ministère en charge des Finances ; ii. Les services fournis par les sous-traitants miniers pour les acquisitions effectuées pour leurs comptes ou sur ordre du titulaire du titre et relatives à son établissement et au fonctionnement et développement de ses activités sur le territoire national.
Douaniers	Les matériels, matériaux, fournitures, machines et équipements indisponibles sur le marché local ou sous régional et inclus dans la liste agréée conjointement par le Ministère en charge des Mines et le Ministère en charge des Finances, ainsi que les véhicules utilitaires à l'exception des véhicules de tourisme et matériel de bureau, importés provisoirement par les titulaires des permis de recherche ou leurs sous-traitants sont admis au régime de l'Admission Temporaire Normale (ATN).

- Avantages accordés aux activités d'exploitation

Nature des avantages	Description de l'avantage
Fiscaux	Le titulaire d'un titre minier d'exploitation ou d'une autorisation d'exploitation bénéficie des avantages ci-après : - l'application d'un système d'amortissement accéléré pour les immobilisations spécifiques directement destinées à l'exploitation et dont la liste est agréée par les services compétents du Ministère en charge des Finances et du Ministère en charge des Mines ; - l'exonération de la contribution des patentes jusqu'à la date de la première production commerciale ; - l'exonération de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) jusqu'à la date de la première production commerciale ; - l'exonération du paiement des droits d'enregistrement et de timbre jusqu'à la date de la première production commerciale, à l'exception de ceux relatifs aux baux et locations à usage d'habitation ; - la déductibilité intégrale des intérêts d'emprunt souscrits auprès des associés ou actionnaires de nationalité tchadienne, sous réserve du respect des dispositions de la législation en vigueur concernant la lutte contre la sous-capitalisation des sociétés de droit tchadien. - les produits destinés à l'exportation sont soumis à la Taxe sur la valeur ajoutée (TVA) au taux zéro (0), lorsqu'ils sont assujéti à cette taxe. Toutefois, les produits mis à la consommation sur le marché local sont passibles des droits et taxes qui frappent les produits similaires importés.

¹ Article 353 du nouveau Code Minier (2018)

² Article 334 du nouveau Code Minier (2018)

Nature des avantages	Description de l'avantage
Douaniers	<p>Les titulaires d'un permis d'exploitation ou d'une autorisation d'exploitation de carrières et leurs sous-traitants bénéficient des avantages suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pendant la phase d'installation/construction, de l'exonération des taxes et droits de douanes à l'importation sur les matériels, matériaux, fournitures, machines, intrants et biens d'équipement nécessaires à la construction et à la production et directement liés à l'activité minière, sous réserve qu'ils soient indisponibles sur le marché local ou sous régional. Cette exonération ne s'applique pas aux importations de véhicules de tourisme et fournitures de bureau. - Pendant la phase d'installation/construction, de l'exonération des droits et taxes de douanes sur les pièces de rechange des biens et équipements visés ci-dessus. - de l'exonération des droits et taxes de douane sur les biens et équipements de remplacement en cas d'incident technique ainsi que sur les équipements nécessaires à la construction d'une installation aux fins d'extension de l'exploitation.

(iv) Stabilisation du régime fiscal et douanier

Le Code Minier a prévu un régime de stabilisation fiscal et douanier dont le détail se présente comme suit :

Tableau 22 Régime de stabilisation fiscale et douanier

	Code de 2018	Code de 2015
Bénéficiaires	Titulaires de titres miniers d'exploitation et d'autorisation d'exploitation, à l'exception des titulaires d'autorisation d'exploitation artisanale	Titulaires de titre minier ou bénéficiaires d'autorisation
Durée	- Autorisation d'exploitation : La durée initiale de l'autorisation, à l'exception des périodes de renouvellement ; - Permis d'exploitation semi-industriel et permis d'exploitation minière industrielle : La période d'exploitation permettant d'atteindre un taux de rentabilité interne de 15% pour le titulaire ou l'investisseur, telle qu'indiquée dans son étude de faisabilité, dans la limite de 15 ans, à compter de la date d'entrée en vigueur de son permis.	Toute la période de validité du titre minier ou de l'autorisation
Impôts et taxes concernées	Tous les impôts et taxes assimilées prévus au Code Minier à l'exception des droits fixes et redevances superficielles	Tous les impôts et taxes assimilées prévus au Code Minier
Éléments stabilisés	les montants, taux et assiettes des droits et taxes	Les taux et règles d'assiette de ces impôts et taxes
Dérogation		Toute disposition plus favorable d'un nouveau régime fiscal de droit commun peut être étendu aux titulaires ou bénéficiaires qui en font la demande.

4.2.2.4 Réformes et faits marquants

(i) Innovations du nouveau Code Minier

Le nouveau Code Minier promulgué par l'Ordonnance N°004/PR/2018 et son décret d'application N°2007/PR/MPME/2019, avait pour principale ambition de contribuer à la modernisation du secteur minier tchadien. Le nouveau Code a apporté plusieurs innovation qui touchent à la gouvernance, la transparence et la mobilisation des recettes du secteur à travers notamment¹ :

- l'élargissement du champ d'application du Code Minier et la réforme du régime de la propriété des carrières : le nouveau Code élargira son champ d'application a notamment aux gîtes géothermique et substances radioactives et va mettre l'accent sur l'exploitation des carrières ;
- la création d'une société nationale qui aura pour objet la gestion des participations de l'Etat dans les titres et sociétés minières ;
- la rationalisation du cadre institutionnel du secteur minier à travers la création d'une Commission Nationale des Mines, organe technique, composé de personnalités choisies en raison de leurs compétences et de leurs expériences du secteur minier, appelées à se prononcer, par avis conforme, sur les demandes d'octroi des titres miniers, de manière à renforcer la transparence du processus ;
- Une meilleure transparence dans les procédures d'octroi à travers l'instauration de la procédure d'appel d'offres pour l'attribution d'un titre sur les périmètres déjà prospectés, renfermant un gisement étudié, documenté, considéré comme un actif et d'une valeur importante connue ou suscitant l'intérêt de plusieurs demandeurs ;

¹ <https://www.acci-cavie.org/wp-content/uploads/2021/05/CM-Tchad-2018.pdf>

- la réforme du cadre conventionnel des opérations minières à travers la réglementation du modèle de convention minière ;
- l'incitation à la transformation locale avec l'instauration d'un taux minimum prévu dans les conventions ;
- L'amélioration de la mobilisation des recettes à travers l'instauration d'une participation non contributive de 12,5% dans les sociétés titulaires d'un permis ou d'une autorisation d'exploitation et l'assujettissement des titulaires de permis d'exploitation d'une Taxe sur la rente minière.

(ii) Prise en compte de l'ITIE dans le cadre légal

Le nouveau Code Minier a intégré l'ITIE dans les dispositions du Code Minier qui prévoit :

- L'engagement de l'État à l'adhésion à toute initiative de bonne gouvernance dans le secteur minier notamment de l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (ITIE)¹ ;
- L'obligation pour les personnes se livrant à des activités minières au Tchad de se conformer aux engagements et aux initiatives internationaux pris par l'Etat et applicables à ses activités pour l'amélioration de la gouvernance dans le secteur minier notamment ceux relatif à l'ITIE² ; et
- L'obligation pour tout titulaire ou demandeur d'un titre et/ou autorisation minière de signer un code de bonne conduite précisant son engagement à se conformer aux exigences de l'ITIE³.

(iii) Encadrement de l'exploitation et la commercialisation de l'or et autres gemmes en République du Tchad

Un projet de loi a été élaboré pour l'encadrement des activités d'exploitation artisanale et la commercialisation d'Or. Ce projet s'inscrit dans la réforme générale mise en place par le gouvernement Tchadien du secteur minier et en particulier pour la canalisation des activités d'orpaillage dont la majeure partie est exercée d'une manière informelle.

Nous comprenons que le projet couvre les aspects suivants :

- les conditions d'octroi de l'autorisation d'exploitation artisanale, semi-industrielle de l'or et autres gemmes ; et
- la canalisation de la vente de l'or qui ne peut être effectuée que par les comptoirs d'achat ouverts par une société parapublique créée à cet effet.

Nous comprenons également qu'à la date d'élaboration de ce rapport, cette loi n'était pas encore promulguée.

¹ Article 23 du Code Minier 2018

² Article 296 du Code Minier 2018

³ Article 302 du Code Minier 2018

4.3 Registre des licences

4.3.1 Secteur des hydrocarbures

4.3.1.1 Titres pétroliers

Le Code Pétrolier en vigueur conditionne l'exercice des activités de Recherches, d'Exploitation et de Transport par canalisation des Hydrocarbures par l'obtention d'une Autorisation ou d'un Permis délivré par le Ministre chargé des Hydrocarbures, soit dans le cadre du régime de Concession, soit dans le cadre du régime du Contrat de partage de production.

A cet égard, la législation distingue trois types d'autorisations en matière d'hydrocarbures

Tableau 23 Types de licences pétrolières

Type d'autorisation	Définition	Durée de validité	Acte d'octroi
L'autorisation de prospection	Confère à son titulaire le droit non exclusif d'exécuter des travaux de Prospection dans un ou plusieurs Périmètre(s) définis.	2 ans au plus, renouvelable une seule fois pour la même durée.	Arrêté du Ministre chargé des Hydrocarbures
Permis de recherche/Autorisation Exclusive de recherche	Confère à son titulaire le droit exclusif d'exécuter, dans le périmètre de la zone définie, les travaux de Prospection et de Recherches d'Hydrocarbures.	5 ans au plus renouvelable une seule fois pour une durée de trois ans au plus.	Décret
Permis d'exploitation/Autorisation Exclusive d'Exploitation	Ce permis est demandé par le titulaire d'un permis de recherche ayant découvert un gisement commercialement exploitable, sur tout ou une partie du périmètre couvert par le permis.	25 ans pour les Hydrocarbures liquides et 30 ans pour les Hydrocarbures gazeux renouvelable pour une durée de 10 ans	Décret pris en Conseil des Ministres

4.3.1.2 Cadastre pétrolier

Le MPME ne dispose pas d'un département destiné exclusivement à la gestion du cadastre pétrolier. C'est la DGTP au sein du Ministère qui assure entre autres la fonction de gestion des titres pétroliers en plus de ses fonctions de supervision des activités d'exploration et de la production pétrolière dans le pays.

Conformément à la [note d'information](#) au public de la MPME en date du 08 novembre 2019, cette gestion se fait sur un document électronique intitulé mini-cadastre pétrolier, publié par le gouvernement sur le [site](#) de l'ITIE Tchad et le [site](#) de l'Observatoire Tchadien des Finances Publiques (OTFiP).

Le mini-cadastre pétrolier contient le nom du détenteur, le champ exploité, la date de début et de la fin de validité du permis et sa superficie, la liste des parties contractuelles et des liens vers les contrats pétroliers ainsi les arrêtés et les décrets d'octroi incluant les coordonnées géographiques. Toutefois, le cadastre en ligne n'inclut les informations se rapportant à la date de la demande.

4.3.2 Secteur minier

4.3.2.1 Titres miniers et autorisations

Les types de titres et autorisations octroyés sous l'ancien [Code Minier](#) (1995) se présentent comme suit :

Tableau 24 Types de titres et autorisation sous le Code minier (1995)

Type	Droits conférés	Durée de validité	Acte d'octroi
Autorisation de prospection	Confère à son bénéficiaire un droit non exclusif de se livrer à des activités de prospection valable pour l'ensemble des substances minières sur tout le territoire de la République du Tchad, à l'exception des zones interdites	1 an. renouvelable par période d'un an autant de fois que requis par son bénéficiaire.	Décision du Directeur des Mines
Permis de recherche	confère, dans les limites du périmètre qui y est défini, le droit exclusif de se livrer à des activités de recherches de toutes substances minières	5 ans renouvelable deux fois	Arrêté du Ministre chargé des Mines, sur proposition du Directeur des Mine
Permis d'exploitation	Confère à son titulaire, dans les limites du périmètre qui y est défini, le droit exclusif de se livrer à des activités d'exploitation des substances minières qui s'y trouvent..	25 ans renouvelable	Arrêté du Ministre chargé des Mines, sur proposition du Directeur des Mines
Autorisation d'orpaillage ou d'exploitation d'une petite mine	confère à son bénéficiaire, dans les limites du périmètre qui y est défini, le droit exclusif d'orpaillage ou d'exploitation d'une petite mine	2 ans renouvelable par tacite reconduction	Décision du Directeur des Mines

Les types de titres et autorisations octroyés sous le nouveau [Code Minier](#) (2018) se présentent comme suit :

Tableau 25 Types de titres et autorisation sous le Code minier (2018)

Type	Droits conférés	Durée de validité	Acte d'octroi
Autorisation de prospection	Confère à son titulaire le droit non-exclusif de réaliser la prospection pour les substances minières qu'elle vise sur toute l'étendue du territoire national à l'exception des périmètres faisant l'objet de droit miniers exclusif	1 an. renouvelable par période d'1 an autant de fois que requis par son bénéficiaire	Arrêté du Ministre en Charge des Mines, sur proposition du directeur de la géologie
Autorisation d'exploitation de carrière artisanale	confère à son titulaire, dans les limites du périmètre et des conditions qui y sont définies, le droit non exclusif d'exploiter les substances de carrières qui s'y trouvent.	1 an. renouvelable par période d'1 an autant de fois que requis par son bénéficiaire	Arrêté du Ministre en charge des Mines sur proposition du Directeur en charge des Mines
Autorisation d'exploitation industrielle de carrière temporaire	confère à son titulaire, dans les limites de son périmètre et indéfiniment en profondeur, le droit exclusif d'exploitation et de libre disposition des substances de carrières pour lesquelles elle est délivrée.	1 an. renouvelable par période d'1 an autant de fois que requis par son bénéficiaire	Arrêté du Ministre en charge des Mines pris après instructions cadastrale, technique et environnementale favorable des services compétents de l'administration des mines et sur avis conforme de la Commission Nationale des Mine
Autorisation d'exploitation industrielle de carrière permanente	confère à son titulaire, dans les limites de son périmètre et indéfiniment en profondeur le droit exclusif d'exploitation et de libre disposition des substances de carrières pour lesquelles elle est délivrée.	5 ans renouvelable par période de cinq (5) ans jusqu'à épuisement du gisement	Arrêté du Ministre en charge des Mines pris sur instructions cadastrale, technique et environnementale favorables de l'administration des mines et après avis conforme de la Commission Nationale des Mines
Autorisation d'exploitation des rejets	Confère à son titulaire le droit exclusif d'exploitation et de libre disposition des substances de mines pour lesquelles elle est délivrée	3 ans renouvelable	Arrêté du Ministre en charge des Mines
Autorisation d'exploitation artisanale	confère à son titulaire, dans les limites du périmètre pour laquelle elle est délivrée et jusqu'à une profondeur de dix (10) mètres, le droit d'exploiter des gites alluvionnaires, éluvionnaires ou filoniens des substances de mines, par des moyens artisanaux définis par voie réglementaire.	1 an. renouvelable par période d'un an autant de fois que requis par son bénéficiaire	Arrêté du ministre en charge des mines, sur proposition du directeur en charge des mines.
Permis de recherche minière	Confère à son titulaire, dans les limites de son périmètre, en surface et indéfiniment en profondeur, et pendant la durée de sa validité, un droit exclusif de recherche des substances de mines pour lesquelles il est délivré.	4 ans à renouvelable 2 fois par périodes n'excédant pas 4 ans	Arrêté du Ministre en charge des Mines, après instructions cadastrale, technique et environnementale, favorables des services compétents de l'administration des mines et sur avis conforme de la Commission Nationale des Mines.
Permis d'exploitation semi-industrielle	Confère à son titulaire, dans les limites de son périmètre et indéfiniment en profondeur, le droit exclusif de prospection, de recherche, d'exploitation et de libre disposition des substances de mines pour lesquelles il est délivré.	10 ans à renouvelable par périodes n'excédant pas 5 ans	Arrêté du Ministre en charge des Mines pris sur avis conforme de la Commission Nationale des Mines,
Permis d'exploitation minière et industrielle	Confère à son titulaire, dans les limites de son périmètre et indéfiniment en profondeur, le droit exclusif de prospection, de recherche, d'exploitation et de libre disposition des substances de mines pour lesquelles il est livré.	20 ans à renouvelable par périodes n'excédant pas 15 ans	Décret pris en conseil de ministre sur proposition du Ministre en charge des Mines après avis conforme de la Commission Nationale des Mines

4.3.2.2 Cadastre minier

Le nouveau Code Minier (2018) prévoit la tenue d'un registre public comprenant le répertoire de tous les titres miniers et autorisations, assorti des informations relatives à leur situation géographique et leur localisation, leur nature, leur titulaire, ainsi que les faits et actes les affectant.

Dans la pratique, le Tchad a lancé un projet pour un système de gestion du cadastre minier et sa mise en ligne pour la consultation du public. A la date de ce rapport, le projet était en phase finale de déploiement.

La gestion actuelle du cadastre se fait sur un document électronique dont une copie nous a été fournie et figure dans les Annexes 3 et 4 du présent rapport.

Elle contient le type du permis, la région, le nom du détenteur, la substance, la date d'octroi et la durée de validité et sa superficie. Néanmoins, la référence de l'acte d'octroi n'est pas renseignée d'une manière systématique et la date de la demande n'est pas indiquée.

Aussi, les arrêtés d'attribution sont accessibles sur le [site](#) du Journal Officiel de la République du Tchad en langue française et langue arabe moyennant le paiement de 2 000 FCFA (3 USD). Chaque arrêté d'octrois contient un numéro distinct et inclut les informations suivantes :

- le détenteur du titre ;
- les coordonnées géographiques du permis ;
- la superficie du permis ; et
- la durée de validité du permis.

4.4 Octroi des licences et des contrats

4.4.1 Secteur des hydrocarbures

4.4.1.1 Cadre juridique

En 2019, l'octroi et le transfert des licences sont régis par les dispositions de la [Loi N°006/PR/2007](#) relative aux Hydrocarbures et son [décret d'application N° 796/PR/PM/MPE/2010](#).

4.4.1.2 Procédure d'octroi

Les contrats pétroliers sont conclus avant l'octroi des permis de recherche. Selon les dispositions de l'article 9 de la Loi N°006/PR/2007, les Contrats pétroliers sont attribués suivant une procédure d'Appel d'Offre Internationale, dont les modalités sont fixées par Arrêté ministériel à moins que le Ministre chargé des Hydrocarbures n'en décide autrement. La loi ne précise pas toutefois, si le Ministre doit motiver sa décision dans le dernier cas.

Dans le cas d'une procédure d'appel d'offres, un avis est publié énonçant les conditions, les critères d'attribution, la date de remise des offres et les blocs faisant l'objet de l'appel d'offres. Le décret d'application précise que la procédure d'appel d'offre pour l'octroi des contrats et des permis pétroliers n'est pas soumise à la réglementation des marchés publics et que la demande de Permis de Recherche ou d'Autorisation Exclusive de Recherche est soumise aux conditions prévues par l'avis en question. Dans tous les cas, le Contrat Pétrolier est soumis à l'approbation législative.

Par ailleurs, l'article 4 de la loi relative aux hydrocarbures stipule que les activités pétrolières ne peuvent être réalisées que par les entreprises publiques ou privées, nationales ou étrangères, qui possèdent et justifient les capacités techniques et financières suffisantes leur permettant d'honorer leurs obligations et qui sont déterminées par voie réglementaires.

Néanmoins, la réglementation ne précise pas d'une manière explicite les critères d'octroi et leurs pondérations et se limite à lister les documents juridiques et financiers requis des sociétés pour l'introduction d'une demande et dont le détail se présente comme suit :

- le montant et la composition du capital social ainsi que le degré de libération de celui-ci
- les états financiers de synthèse des trois (3) derniers exercices certifiés par un expert-comptable agréé ;
- la liste des actionnaires ou associés possédant le contrôle de la société ;
- les noms, nationalité, qualités et domicile des mandataires sociaux et représentants légaux de la société, en particulier, des membres du conseil d'administration, du directoire ou du conseil de surveillance, des directeurs généraux et autres directeurs ayant la signature sociale, des gérants ;
- les noms, prénoms, nationalité, qualités et domicile des commissaires aux comptes ou des auditeurs de la société
- le pourcentage détenu par chacune des entités membres du Consortium dans les droits et obligations qui résulteraient de l'attribution du Permis ou de l'Autorisation;
- tous documents justifiant les capacités techniques et financières de la ou des Société(s) Pétrolière(s) membre(s) du Consortium pour l'exercice des Opérations Pétrolières;
- l'indication de la Société Pétrolière désignée en qualité d'Opérateur et les documents justifiant de l'expérience de cette Société dans la conduite des Opérations Pétrolières.

D'autres documents et éléments sont considérés selon la nature de l'autorisation ou du permis demandés dont le détail se présente comme suit :

	Autorisation de prospection	Permis de recherche/autorisation exclusive de recherche	Permis d'exploitation/Autorisation exclusive de recherche
Critères techniques	Les coordonnées et la superficie du périmètre sollicité ainsi que les circonscriptions administratives intéressées;	Idem	Idem
	la carte géographique à l'échelle 1/200.000e de la zone intéressée	Idem	Idem
	Une note technique sur la prospectivité de la zone concernée	Idem	
	La durée, le programme général et l'échelonnement des opérations	Idem	Idem
	Tous documents justifiant d'une activité antérieure de Prospection et/ou de Recherche et de la capacité financière du requérant pour mener à bien les travaux envisagés	Idem	Idem (*)
		Les documents justificatifs de l'expérience satisfaisante de la Société Pétrolière désignée en qualité d'opérateur pour la réalisation des opérations de recherche	Idem (*)
	L'engagement de transmettre au Ministre chargé des Hydrocarbures les Données Pétrolières obtenues au cours de la durée de validité de l'Autorisation de Prospection	Idem	
	Une quittance attestant du versement à l'Etat des droits fixes	Idem	Idem
		Un plan du périmètre	Idem
		Une Étude d'Impact sur l'Environnement	Idem
		Un projet de contrat établi sur la base du contrat type annexé à l'ordonnance N° 001/PR/2010 comprenant notamment un Programme Annuel de Travaux pour la période initiale et pour la période de renouvellement ou de Recherche ou de l'Autorisation Exclusive de Recherche	
			Un rapport d'étude de faisabilité
			Les programmes visant à accorder la préférence aux entreprises du Tchad pour les contrats de fourniture et de sous-traitance
			Un programme visant à intégrer les personnels tchadiens dans la conduite des Opérations Pétrolières
		Les programmes de formation de personnel de nationalité tchadienne c	
		Données techniques (Coûts d'exploitation, plan d'utilisation du gaz naturel associé; travaux d'abandon, projections financières)	
Critères financiers		Une garantie bancaire qui est mise à l'encaissement en cas de non-exécution du Programme de Travail Minimum prévu pour la période concernée, selon des modalités précisées par ladite garantie	

	Autorisation de prospection	Permis de recherche/autorisation exclusive de recherche	Permis d'exploitation/Autorisation exclusive de recherche
Vérification		Le Ministre en charge des hydrocarbures provoque toutes enquêtes utiles en vue de recueillir tous renseignements sur les garanties morales, techniques et financières offertes par le requérant.	

(*) pour les demandes tendant à l'attribution d'un Permis d'Exploitation ou d'une Autorisation Exclusive d'Exploitation sur un périmètre non couvert par un Permis de Recherche ou une Autorisation Exclusive de Recherche

Dans la pratique, les étapes suivantes sont suivies dans le cas d'un appel d'offres :

- les avis d'appel d'offres sont publiés sur le site officiel du MPME ainsi que sur les journaux de référence de l'industrie pétrolière invitant les sociétés à manifester leurs intérêts pour les blocs proposés ;
- les sociétés intéressées sont conviées à une présentation générale des données techniques et des principales dispositions contractuelles concernant chaque projet ainsi que les modalités de participation. Ces données peuvent être obtenues sur demande en adressant un courrier au secrétariat général du MPME ;
- les sociétés qui ont manifesté leurs intérêts participent à des sessions de Data Room au cours desquelles le MPME met à leurs dispositions les dossiers techniques et les cahiers des charges relatives à chaque projet ;
- le MPME organise des réunions de clarification des dispositions contractuelles et réglementaires, avec les compagnies qui en font la demande. Les sociétés peuvent proposer des modifications aux documents contractuels mis à leurs dispositions ;
- aux termes de chaque consultation et en accord avec le planning de l'appel d'offres, l'ouverture publique des offres est organisée au siège du MPME par le service de passation des marchés publics du MPME. Les résultats sont publiés par la suite et notifiés aux soumissionnaires ; et
- les contrats sont signés avec les soumissionnaires sélectionnés.

Toutefois, selon la DGTP, et compte tenu de la rareté des demandes sur les blocs pétroliers, la procédure de gré à gré est la plus utilisée et se détaille comme suit :

- le MPME met à la disposition des intéressés la carte des blocs pétroliers disponibles. Cette carte peut être consultée gratuitement au sein du MPME ou sur le site internet du Ministère, elle présente une cartographie à jour des blocs disponibles avec leurs coordonnées géographiques et leurs superficies ;
- l'intéressé adresse une lettre d'Intention au MPME pour manifester son intérêt pour un bloc particulier. D'après le Directeur Général du Pétrole il n'y a pas de modèle préétabli pour cette lettre. La demande doit être accompagnée par les documents listés dans l'article 19 du décret d'application dont notamment :
- les coordonnées et superficie du bloc demandé ;
- un programme de travail sur les opérations à effectuer dans le périmètre sollicité ;
- une étude de l'impact de l'exploitation du bloc sollicité sur l'environnement ;
- une garantie bancaire à mettre en exécution en cas de non mise en œuvre du programme de travail ; et
- une quittance attestant le versement des droits fixes à l'Etat.
- les parties engagent les discussions techniques et fiscales en vue de définir la zone contractuelle ainsi que les modalités fiscales contractuelles, ces discussions ont lieu entre l'intéressé et l'équipe technique pluridisciplinaire conduite par le DG du Ministère du pétrole ;
- signature d'un Protocole d'Accord : si les parties trouvent un accord sur le volet technique et fiscal, ils signent un protocole d'accord qui contient les clauses convenues entre les parties au cours de la phase de discussion ;
- à la suite de la signature de cet accord le demandeur est appelé à fournir les documents suivants :
 - ✓ les statuts de la Société, mis à jour et, s'il y a lieu, l'acte de constitution de la Société (à titre d'exemple, le procès-verbal de l'assemblée générale constitutive) ;
 - ✓ justificatif des capacités techniques : il s'agit de tous les documents justifiant l'expérience de la Société en qualité d'opérateur pour la réalisation d'opérations pétrolières spécialement sur des champs pétrolifères comparables à ceux faisant l'objet du Protocole ;

- ✓ justificatif des capacités financières : il s'agit principalement du montant et de la composition du capital social ainsi que le degré de libération de celui-ci, les états financiers de synthèse des trois derniers exercices certifiés par un expert-comptable agréé ainsi que les noms, prénoms, nationalités, qualités et domiciles des commissaires aux comptes ou auditeurs de la société.
- Justification de la capacité technique et financière du demandeur :
 - ✓ Capacité Technique : d'après le Directeur Général du Pétrole, dans la pratique, la société fournit une présentation de son activité, de ses projets (en cours ou déjà accomplis) au Tchad ou à l'étranger ainsi que de ses réalisations chiffrées (quantités produites, valeur des forages et travaux sismiques menés dans des projets similaires) dans le secteur pétrolier. Par la suite, les responsables au sein de la Direction Générale procèdent à des investigations (recherches sur internet notamment) afin de corroborer ces informations avec d'autres sources externes et se réservent le droit de demander tout autre document qu'ils jugent utile. D'après le Directeur Général, la capacité technique de la société est aussi vérifiée à travers l'évaluation du programme de travail fourni par la société lors de la demande du permis ; et
 - ✓ Capacité Financière : d'après le Directeur Général du Pétrole, la capacité financière de la société est prouvée à travers la garantie bancaire mise à disposition du Ministère et qui peut être mise en exécution en cas de non mise en œuvre du programme de travail, ainsi que la fourniture de la preuve du paiement des droits fixes lors de la demande du permis. Cette capacité est vérifiée par l'analyse des rapports financiers fournis par le demandeur.

En effet, la Direction des Etudes Economiques et Fiscales procède à l'analyse des Etats financiers certifiés fournis par le demandeur pour les 3 derniers exercices en portant une attention particulière aux données clés comme le degré de libération du capital, le total des investissements annuels et les revenus réalisés par la société afin d'avoir une assurance suffisante sur la pérennité de cette dernière et de sa capacité à réaliser son programme de travail.
- ces documents, accompagnés par le protocole d'accord signé et une proposition du bonus de signature estimée par l'équipe technique nationale sont transmis à la Commission Nationale de Négociation des Contrats Pétroliers (CNNCP). Cette commission interministérielle a été créée conformément au Décret N° 795 du 28 août 2006. Elle a pour mission de négocier les conventions de recherche, d'exploitation et de transport des hydrocarbures liquides et gazeux. Elle est composée de 5 membres représentant le MPME, le Ministère des Finances, la SHT ainsi que le conseiller en Pétrole au sein de la Primature et de la Présidence de la République ainsi que des experts pluridisciplinaires chargés de la négociation des contrats. La Commission étudie le dossier du demandeur et entame les négociations en se basant sur l'avis technique et la proposition de la DGP. Cette commission établit un PV qu'elle transmet au Chef de l'Etat pour avis ; et
- à la suite de l'aval de la Présidence, un contrat est signé par le Ministre du Pétrole et la société. Ce contrat est envoyé à l'Assemblée Nationale (AN) pour Approbation. Il est à signaler qu'en cas d'indisponibilité de l'AN, le Contrat est approuvé par ordonnance du Président de la République. Le processus d'attribution se termine par la publication de l'arrêté dans le journal officiel.

4.4.1.3 Procédure de transfert

Selon les dispositions de la Loi relative aux hydrocarbures, la cession des droits pétroliers ou le changement de contrôle est libre sous réserve des conditions suivantes :

- l'autorisation préalable du Ministre chargé des Hydrocarbures ;
- L'acquéreur doit disposer des capacités techniques et financières pour mener à bien les Opérations Pétrolières ; et
- La garantir par le cédant de l'exécution par le cessionnaire de ses obligations dans les mêmes conditions que lui.

La demande d'approbation préalable devra indiquer entre autres:

- pour chaque cessionnaire proposé, l'ensemble des informations relatives au projet de cession ;
- les documents qui attestent de la capacité financière et technique du ou des cessionnaire (s) proposé (s) en vue d'exécuter les obligations de travaux et les autres engagements pris en vertu du Contrat Pétrolier;
- un exemplaire de toutes les conventions conclues entre le cédant et le ou les cessionnaires, concernant le permis ou l'autorisation;
- l'engagement inconditionnel et écrit du cessionnaire d'assumer toutes les obligations qui lui sont dévolues en vertu du contrat pétrolier;
- un projet d'avenant au contrat pétrolier;
- une quittance attestant le versement des droits fixes pour la cession de tout ou partie des droits et obligations résultant du Permis ou de l'Autorisation ;
- une demande de transfert du titre au cessionnaire; et
- tous autres détails que le Ministre chargé des Hydrocarbures pourrait exiger.

Le projet d'avenant au Contrat Pétrolier est approuvé par Décret pris en Conseil des Ministres et le transfert du titre autorisé ensuite par arrêté du Ministre chargé des Hydrocarbures.

4.4.1.4 Octrois et transferts en 2019

Selon le [mini cadastre](#) pétrolier, un seul contrat a été octroyé en 2019 dont le détail se présente comme suit :

Tableau 26 Contrats et permis accordés dans le secteur pétrolier en 2019

Consortium	Accords pétroliers	Zone contractuelle	Date de signature	Durée recherche et exploration	Opérateur	Autres contractants
EWA AAH INVESTORS LIMITED	CPP	Erdis I = 26112 km ² ,	6-sept.-19	Recherche Du 07/01/2020 au 06/01/2026	EWA AAH INVESTOR S LIMITED	ETAT = 25%
	Loi N° 0040 bis PR 2019 Portant approbation du CPP EWA AAH Investors LTD	Erdis II = 21989 km ² , Erdis III = 21 909 km ² , Erdis IV = 15 570.8 km ² , Erdis V = 33 411 km ² ,	11-déc.-19			
	Autorisation Exclusive de Recherche	Erdis VI = 20 239.2 km ² Erdis VII = 27 931.9 km ²	7-janv.-20			

La DGTP n'a pas communiqué de données sur l'existence éventuelle de transferts au cours de 2019.

4.4.1.5 Déviations par rapport au cadre légal et réglementaire

Pour 2019, le HCN-ITIE a opté pour une confirmation de la part de la DGTP quant à l'inexistence d'écarts par rapport au cadre réglementaire et légal applicable régissant les octrois et les transferts de contrats ou de permis.

La DGTP n'a pas communiqué une lettre d'affirmation sur l'absence de telles déviations et n'a pas fourni une explication sur le choix de la procédure de gré à gré pour la conclusion du contrat avec la société EWA
AAH INVESTORS LIMITED ni sur le détail des critères d'évaluation considérés pour l'évaluation du dossier.

4.4.2 Secteur minier

4.4.2.1 Cadre juridique

En 2019, l'octroi et le transfert des titres et des autorisations sont régis par les dispositions du [Code Minier](#) (2018) et son décret d'application N° 2007/PR/MPME/2019.

4.4.2.2 Procédure d'octroi

Le Code Minier (2018) prévoit deux procédures pour l'octroi des titres et autorisations.

La première dite de « droit commun » ou le principe du "Premier arrivé, Premier servi" est suivi. Cette procédure est appliquée par défaut à l'exception des périmètres déjà prospectés, renfermant un gisement étudié, documenté, considéré comme un actif et d'une valeur importante connue ou suscitant l'intérêt de plusieurs demandeurs et ne faisant pas l'objet d'un titre de recherche, notamment ceux révélés dans une zone promotionnelle qui doivent faire l'objet d'une procédure appel d'offres décidée par arrêté du Ministre en charge des mines.

Selon les dispositions du Code, la procédure d'appel d'offres est réalisée selon l'une des formes suivantes :

- Appel d'offres ouvert ;
- Appel d'offres restreint ;
- Procédure négociée avec mise en concurrence ;
- Dialogue compétitif.

Le Code ne précise les modalités de chaque forme. L'avis de l'appel d'offres est publié au journal officiel ou dans au moins deux journaux de large diffusion locaux et internationaux sous peine de nullité et l'évaluation des offres est effectuée par la Commission Nationale des Mines sur la base de critères définis dans l'appel d'offres.

Les évaluations des offres déposées conformément aux termes et conditions de l'appel d'offres sont examinées par la Commission Nationale des Mines afin de sélectionner la meilleure offre sur la base de critères définis dans l'appel d'offres.

Ces critères comprennent notamment :

- le programme des travaux et les engagements des dépenses financières y afférents ;
- les capacités techniques et financières de l'offrant ;
- l'expérience antérieure de l'offrant dans la conduite des activités minières envisagées sur un périmètre présentant des caractéristiques géologiques comparables ; et
- et divers autres avantages socio-économiques pour l'Etat, les collectivités territoriales concernées et la communauté locale, y compris le développement d'un projet de transformation locale des substances minérales extraites dans le cadre de l'exploitation ou, dans le cas où la transformation locale ne serait pas possible dans des conditions économiques du moment, le développement d'infrastructure de transport et d'évacuation des produits
- disposer d'au moins un cabinet de conseil dans chacune des matières susvisées, certifié pour la fourniture de prestations de conseil conforme à la Vision Ministérielle Africaine.

Les résultats de sélection font l'objet d'une publication au journal officiel ou dans un ou plusieurs journaux d'annonces légales.

Quelle que soit la procédure suivie, les décisions de refus doivent être motivées. Elles peuvent faire objet d'un recours pour excès de pouvoir dans les conditions de droit commun.

Le Code Minier stipule également dans son article 16 que toute personne physique ou morale, peut être autorisée à se livrer aux activités minières, sous réserves de justifier des capacités techniques et financières nécessaires à cet effet. Les critères prévus pour chaque type de permis se présentent comme suit :

Type	Attribution
Autorisation de prospection	<p>La demande doit être accompagnée des documents suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - une identification complète du requérant ; - les substances minérales pour lesquelles cette autorisation est sollicitée ; - un programme général des travaux envisagés pour la durée de validité de cette autorisation. <p>L'autorisation est délivrée par Arrêté du Ministre en charge des Mines, sur proposition du Directeur de la Géologie après instruction cadastrale et technique favorables des services compétents de l'administration des mines.</p>
Permis de recherche minière	<p>La demande doit être accompagnée d'un dossier comprenant chacun des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - une justification complète du requérant ; - la justification des capacités techniques et financières du requérant ; - les substances de mines pour lesquelles le permis de recherche est sollicité ; - les coordonnées géographiques du périmètre sollicité ; - le programme de travaux de recherche à effectuer pendant la première durée de validité du permis ainsi que le budget correspondant ; - l'engagement de fournir une notice d'impact environnementale et sociale établie et réalisée conformément à la réglementation en vigueur avant le début des travaux et au plus tard six (6) mois après la date d'octroi de ce permis ; et - Un plan de recrutement du personnel de nationalité tchadienne conforme aux dispositions de l'article 266 du Code Minier. <p>Ce permis est accordé par Arrêté du Ministre en charge des Mines, après instructions cadastrale, technique et environnementale, favorables des services compétents de l'administration des mines et sur avis conforme de la Commission Nationale des Mines.</p>
Permis d'exploitation semi industrielle	<p>La demande doit être accompagnée d'un dossier dont le détail est précisé par voie réglementaire et comprenant chacun des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - une justification complète du requérant ; - la justification des capacités techniques et financières du requérant ; - les substances de mines pour lesquelles ce permis est sollicité ; - les coordonnées géographiques du périmètre sollicité ; - une copie du permis de recherche minière en cours de validité et la preuve du paiement des taxes et redevances minières dues au titre de la recherche et des droits fixes prévus à l'article 312 du Code Minier ; - le rapport détaillé indiquant les résultats de recherche en ce qui concerne la nature, la qualité, le volume et la situation géographique des substances de mines découvertes ; - une étude de faisabilité du projet ; et - un engagement du demandeur à attribuer gratuitement à l'Etat une participation, dans le capital de la société. <p>Ce permis est accordé par Arrêté du Ministre en charge des Mines, sur avis conforme de la Commission National des Mines.</p>
Permis d'exploitation minière industrielle	<p>La demande doit être accompagnée d'un dossier dont le détail est précisé par voie réglementaire et comprenant chacun des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - une justification complète du requérant ; - la justification des capacités techniques et financières du requérant ; - les substances de mines pour lesquelles ce permis est sollicité ; - les coordonnées géographiques du périmètre sollicité ; - une copie du permis de recherche minière en cours de validité et la preuve du paiement des taxes et redevances minières dues ; - le rapport détaillé indiquant les résultats de recherche en ce qui concerne la nature, la qualité, le

Type	Attribution
	<p>volume et - la situation géographique des substances de mines découvertes ; et</p> <ul style="list-style-type: none"> - une étude de faisabilité du projet. <p>Ce permis est accordé par décret pris en Conseil des Ministres sur proposition du Ministre en charge des Mines après avis conforme de la Commission National des Mines.</p>
Autorisation d'exploitation des rejets	<p>L'autorisation d'exploitation des rejets est accordée en priorité aux nationaux tchadiens.</p> <p>Le permis d'exploitation semi-industrielle et le permis d'exploitation minière industrielle emportent le droit d'exploiter les gisements artificiels de substances de mines situés dans le périmètre couvert par le permis.</p> <p>Le titulaire d'un permis minier d'exploitation peut céder le droit d'exploiter les gisements artificiels situés dans son périmètre à un tiers.</p> <p>Le Ministre en charge des Mines peut également octroyer une autorisation d'exploitation des rejets sur un gisement artificiel qui ne fait pas l'objet d'un titre minier conformément à des modalités déterminées par voie réglementaire.</p>
Autorisation d'exploitation de carrière artisanale	<p>Cette autorisation est octroyée par arrêté du Ministre en charge des Mines, sur proposition du Directeur en charge des Mines.</p>
Autorisation d'exploitation industrielle de carrière temporaire	<p>La demande doit être accompagnée d'un dossier dont le détail comprend chacun des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - une justification complète du requérant ; - la justification des capacités techniques et financières du requérant ; - les substances de carrières pour lesquelles l'autorisation est sollicitée ; - les coordonnées géographiques du périmètre sollicité ; - un titre de propriété ou de jouissance de l'ensemble des terrains nécessaires à l'exploitation ; et - une étude de faisabilité du projet. <p>Ce permis est accordé par arrêté du Ministre en charge des Mines pris après instruction cadastrale, technique et environnementale favorable des services compétents de l'administration des Mines et sur avis conforme de la Commission National des Mines.</p>
Autorisation d'exploitation industrielle de carrière permanente	<p>La demande doit être accompagnée d'un dossier dont le détail comprend chacun des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - une justification complète du requérant ; - la justification des capacités techniques et financières du requérant ; - les substances de carrières pour lesquelles l'autorisation est sollicitée ; et - une étude de faisabilité du projet. <p>L'autorisation est accordée par Arrêté du Ministre en charge des Mines pris après instruction cadastrale, technique et environnementale favorable des services compétents de l'administration des mines et sur avis conforme de la Commission Nationale de Mines.</p>
Autorisation d'exploitation artisanale	<p>La demande doit être accompagnée d'un dossier dont le détail comprend chacun des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - une identification complète du requérant ; - les substances de mines pour lesquelles cette autorisation est sollicitée ; - un engagement du requérant à commercialiser sa production à travers les comptoirs agréés ; et - un engagement du requérant à respecter la réglementation en matière de protection de l'environnement, d'hygiène et de sécurité, après en avoir pris connaissance. <p>Elle est attribuée par Arrêté du Ministre en charge des Mines, sur proposition du Directeur en charge des Mines.</p> <p>Elle ne peut être accordée qu'aux personnes physiques de nationalité tchadienne. Ces personnes peuvent se constituer en groupement autorisés par la législation en vigueur ou sociétés coopératives prévues par l'acte uniforme OHADA sur le droit des société coopératives.</p>

La réglementation ne détaille pas d'une manière explicite les critères de justification des capacités techniques et financières du demandeur.

4.4.2.3 Procédure de transfert

Tout transfert d'un titre et/ou autorisation minière doit faire l'objet d'une approbation préalable par le Ministre en charge des Mines. A défaut, le transfert est réputé nul et non opposable à l'Etat.

Le transfert est de droit lorsque¹ :

- le titulaire actuel est en règle en ce qui concerne les obligations mises à sa charge par le Code Minier, son titre minier ou autorisation, la convention minière le cas échéant, et les autres lois tchadiennes ;
- le bénéficiaire du transfert possède des capacités techniques et financières suffisantes pour la poursuite de l'activité minière ;
- le bénéficiaire du transfert ne présente aucun des cas d'inéligibilité visés à l'article 22 du Code Minier ; et
- tout droit, taxe ou impôt applicable en vertu des dispositions du Code Minier a été payé.

¹ Article 216 du nouveau Code Minier

A l'exception des autorisations de prospection et des autorisations d'exploitation artisanale, tous les titres et/ou autorisations peuvent faire l'objet d'un transfert dans les conditions prévues par le Code Minier.

4.4.2.4 Octrois et transferts en 2019

Selon le cadastre minier communiqué par la DGTM, 15 permis de recherche, 45 Permis d'exploitation semi-industrielle et 1 autorisation d'exploitation artisanale ont été octroyés en 2019. Le détail des octrois est présenté en annexe 3.

La DGTM n'a pas communiqué de données sur l'existence éventuelle de transferts au cours de 2019.

4.4.2.5 Déviations par rapport au cadre légal et réglementaire

Pour 2019, le HCN-ITIE a opté pour une confirmation de la part de la DGTM quant à l'inexistence d'écarts par rapport au cadre réglementaire et légal applicable régissant les octrois et les transferts de permis.

Nous comprenons que tous les octrois de 2019 ont été effectués selon la procédure "Premier arrivé, Premier servi ». Néanmoins, la DGTM n'a pas fourni une explication sur le choix de cette procédure ni sur le détail des critères d'évaluation considérés pour l'évaluation des dossiers. Par ailleurs, la DGTM n'a pas communiqué une lettre d'affirmation sur l'absence de déviations par rapport à la réglementation en vigueur pour les octrois et les transferts effectués en 2019.

4.5 Divulgence des contrats

4.5.1 Politique du gouvernement et cadre légal en matière de divulgation des contrats

Les dispositions pertinentes en matière de divulgation des contrats dans les secteurs des hydrocarbures et des mines se présentent comme suit :

4.5.1.1. Divulgence des contrats dans la réglementation pétrolière

La Loi relative aux hydrocarbures et les textes d'applications ne prévoient pas de dispositions expresses en matière de publication des contrats pétroliers. La Loi prévoit néanmoins que les contrats doivent être soumis à une approbation législative. Dans la pratique cette approbation est faite soit par l'Assemblée Nationale par ordonnance du Président de la République et dans tous les cas, l'ordonnance ainsi que les arrêtés ou décret d'octroi sont publiés dans le journal officiel.

Les contrats pétroliers incluent en général des clauses de confidentialité qui couvre le contrat lui-même ainsi que tous documents, rapports, relevés, plans, données, échantillons et autres informations transmis par le Contractant. Cette confidentialité ne peut être levée qu'avec l'accord du contractant ou par une disposition légale.

4.5.1.2. Divulgence des contrats dans la réglementation minière

L'article 298 du nouveau Code Minier (2018) prévoit que tous les titres miniers et autorisations, et les conventions minières sont publiés au journal officiel de l'administration des mines ou sur tout autre site gouvernemental. Toute clause de confidentialité présente dans une convention minière interdisant sa publication est nulle.

Néanmoins, les conventions minières signées avant la promulgation du nouveau Code incluent généralement une clause de confidentialité stipulant que la Convention restera confidentielle pendant toute sa durée de validité et ne peut être divulguée à des tiers par l'une des parties sans le consentement exprès de l'autre partie. Il n'est pas clair à ce titre si les dispositions de l'article 298 du nouveau Code sont rétroactives.

4.5.1.3. Divulgence des contrats dans le Code de Transparence et de Bonne Gouvernance dans la gestion des finances publiques

Le [Code](#) de Transparence et de Bonne Gouvernance¹ stipule dans son article 7 que « Les contrats entre l'administration et les entreprises, publiques ou privées, notamment les entreprises d'exploitation de ressources naturelles et les entreprises exploitant des concessions de service public, sont établis clairement et portés à la connaissance du public ». Ces principes valent tant pour la procédure d'attribution du contrat que pour son contenu. Ces contrats sont régulièrement contrôlés par la Chambre des Comptes et par les commissions parlementaires compétentes. L'implication du Gouvernement dans le secteur privé doit être menée dans la transparence et sur la base des règles et procédures non-discriminatoires ».

1 https://observatoire.td/upload/files/dt_71601127200.pdf

Pour se conformer aux dispositions du Code, le MPME a adopté en novembre 2019 le décret N° 1838/PR/MPME/2019 portant politique de publication des informations dans les industries extractives. Le décret prévoit notamment que toutes sociétés et/ou personnes opérant dans le secteur extractif doivent publier toutes les informations nécessaires y compris les contrats miniers dans un délai de quatre-vingt-dix (90) jours suivant sa date de signature ou la date d'effet, et de mettre à la disposition du public l'information dans des formats interrogeables, sur des portails en ligne et par le biais de systèmes gouvernementaux interconnectés. La publication doit être faite par tous les établissements publics soumis au principe de transparence et de bonne gouvernance.

Le décret prévoit également que le Ministère en charge des Mines est tenu de publier l'information sur le secteur extractif y compris entre autres les conventions minières sur un site web, et de le mettre à jour tous les trois (3) mois à la suite de tout changement ou modification de l'information survenue après la dernière mise à jour¹.

4.5.2 Pratique de la transparence des contrats

4.5.2.1 Divulgence des contrats pétroliers

Les contrats pétroliers, y compris les avenants, et les actes d'octroi des permis sont accessibles à travers le mini cadastre pétrolier²³.

4.5.2.2 Divulgence des contrats miniers

Le Tchad ne dispose pas encore d'un cadastre minier en ligne. La publication des conventions minières et des actes d'octroi des titres est effectuée à travers le site⁴ web de l'ITIE-Tchad.

Au total, seules 17 conventions minières sont publiées contre 54 titres miniers valides.

4.6 Propriété effective

4.6.1 Cadre légal et politique

4.6.1.1 Cadre légal

Le cadre juridique actuel du Tchad ne prévoit pas de définition explicite de la propriété effective et ne prévoit pas de registre public des propriétaires réels des sociétés qui soumissionnent, opèrent ou investissent dans les actifs extractifs.

Seul le nouveau minier prévoit dans son article 295 l'obligation à la charge de tout demandeur ou titulaire d'un titre minier ou d'une autorisation de fournir à l'administration des mines les informations les noms, les prénoms, date de naissance, domicile, profession et numéro du passeport ou équivalent de toutes les personnes physiques bénéficiaires ultimes ayant la qualité d'actionnaire de référence, et de la tenir informée de toute modification les concernant. Néanmoins, le Code n'apporte pas de définition à la notion de bénéficiaire ultime.

Par ailleurs, en vertu de l'article 35 de [l'Acte uniforme](#) portant sur le droit commercial général, le Registre de Commerce et de Crédit Mobilier (RCCM) a pour objet « de mettre à la disposition du public les informations » sur les sociétés y compris celles portant sur l'identification des actionnaires des sociétés opérant dans le secteur extractif.

Le RCCM est tenue par le Tribunal de Commerce et peut être consulté par tout citoyen pour ce qui concerne les données des propriétaires légaux des Entreprises extractives au Tchad. Néanmoins, le RCCM n'est pas accessible en ligne et la consultation des données nécessite l'introduction d'une requête auprès du greffe du tribunal compétent.

4.6.1.2 Politique de divulgation

Le Haut Comité Nationale ITIE a publié en novembre 2016 une feuille de route⁵ pour la divulgation de la propriété effective. La feuille de route comprend une démarche en trois (3) phases à savoir :

- La première phase consiste à réaliser un examen du cadre institutionnel et déterminer le seuil de publication, collecter et fiabiliser les données, ainsi que renforcer la capacité des parties prenantes.
- La deuxième phase comporte essentiellement la formalisation la propriété effective dans un cadre institutionnel (Projet de Loi, Adoption de la Loi), mise en place d'un registre public et procéder à la divulgation de la propriété effective dans les rapports ITIE.
- La troisième phase comprend la clôture du projet à travers un audit financier et de performance du projet, ainsi que la capitalisation des enseignements du projet.

L'objectif global de la feuille de route est la mise en place d'un registre des bénéficiaires effectifs des détenteurs des titres pétroliers et miniers afin de les rendre publiques et accessibles au plus tard le 1er janvier 2020.

¹ Article 4 du décret n° 1838/PR/MPME/2019 portant politique de publication des informations dans les industries extractives

² <http://www.itie-tchad.mbn.tn/menu/>

³ <https://observatoire.td/mini-cadastre-petrolier.php>

⁴ <https://itie-tchad.org/liste-des-contrats/>

⁵ <https://eiti.org/fr/document/feuille-route-pour-publication-propriete-reelle-tchad>

Dans ce cadre, la République du Tchad avec l'appui de l'Union Européenne a lancé une consultation en vue de recruter un cabinet en charge de l'appui du HCN-ITIE dans la mise en œuvre de toutes les activités prévues dans la feuille de route sur la propriété effective. Nous comprenons que les travaux ont commencé en août 2020 et que la mission était toujours en cours à la date du présent rapport.

Dans l'attente de l'implémentation du cadre légal, le HCN-ITIE a opté pour la divulgation des données sur la propriété effective à travers le rapport ITIE et selon les modalités décrites dans la section 4.6.2.

4.6.2 Divulgation des données

4.6.2.1 Définitions retenues

Pour les besoins du rapportage ITIE, le HCN-ITIE a retenu la définition suivante pour l'identification des propriétaires effectifs : Le propriétaire effectif ou ultime est (i) la ou les personnes physiques qui, en dernier lieu, possède (nt) ou contrôle (nt) une entité juridique, de par la possession ou le contrôle direct ou indirect d'un pourcentage suffisant d'actions ou de droits de vote dans cette entité juridique, y compris par le biais d'actions au porteur, autre qu'une société cotée sur un marché réglementé qui est soumise à des obligations de publicité conformes à la législation de l'Union Européenne ou à des normes internationales équivalentes. (i) Un pourcentage de 25% des actions plus une est une preuve de propriété ou de contrôle par participation, et il s'applique à tout niveau de participation directe ou indirecte ; (ii) s'il n'est pas certain que les personnes visées au point (i) soient les bénéficiaires effectifs, la ou les personnes physiques qui exercent le contrôle sur la direction de l'entité juridique par d'autres moyens.

Le HCN a opté également pour la divulgation des informations sur les personnes politiquement exposées. Dans ce cas, les entreprises retenues dans le périmètre de rapprochement seront invitées à signaler si le propriétaire réel se trouve dans l'une des deux situations suivantes :

- les personnes de nationalité étrangères qui exercent ou ont exercé d'importantes fonctions publiques dans un pays étranger, par exemple, les chefs d'État ou de gouvernement, les politiciens de haut rang, les hauts responsables au sein des pouvoirs publics, les magistrats et militaires de haut rang, les dirigeants d'entreprises publiques et les hauts responsables de partis politiques ; et
- les personnes physiques de nationalité tchadienne qui exercent ou ont exercé d'importantes fonctions publiques dans le pays, par exemple, les chefs d'État ou de gouvernement, les politiciens de haut rang, les hauts responsables au sein des pouvoirs publics, les magistrats et militaires de haut rang, les dirigeants d'entreprise publique et les hauts responsables de partis politiques.

4.6.2.2 Périmètre

Pour le besoin du rapportage ITIE, seules les sociétés minières et pétrolières effectuant des paiements significatifs ont été invitées à soumettre une déclaration sur la propriété effective.

Pour les sociétés cotées ou filiales exclusives de sociétés cotées, elles sont tenues de communiquer la Bourse de valeurs où elles sont cotées et le lien vers la documentation sur la propriété effective déposée auprès de l'autorité financière ou du marché boursier.

4.6.2.3 Collecte des données

La collecte des données dans le cadre du rapport ITIE a été faite sur la base d'un formulaire de déclaration incluant les éléments d'identification des actionnaires, des propriétaires réels, des personnes politiquement exposées et du niveau de contrôle. Le modèle du formulaire est présenté en annexe 5. Les Entreprises ont été sollicitées de faire signer leurs déclarations par un représentant habilité.

4.6.2.4 Analyse des déclarations

Seule la société Esso Exploration and Production Chad Inc (EEPCI) a soumis une déclaration. La déclaration indique que EEPCI est filiale exclusive de Exxon Mobil Corporation (XOM), société cotée sur la bourse de New-York sans communiquer le lien vers documentation sur la propriété effective déposée auprès du marché boursier . Aucune des autre société n'a soumis de déclaration sur la propriété réelle. Les dernières données disponibles à partir du rapport ITIE 2018 sont présentées en annexe 7.

4.7 Participation de l'État

4.7.1 Secteur des hydrocarbures

4.7.1.1 Cadre juridique

Selon les dispositions de la Loi sur les hydrocarbures, les substances et ressources en Hydrocarbures découvertes ou non découvertes dans le sous-sol ou existantes en surface du territoire national sont et demeurent la propriété exclusive de l'État.

L'État se réserve le droit d'entreprendre des opérations pétrolières ou de prendre des participations dans les projets pétroliers, soit directement, soit par le biais de la société nationale.

Les modalités de prise de participation dans les contrats pétroliers se détaillent comme suit¹ :

Modalités de participation	Détail
Participation initiale	Participation minimale fixée dans le contrat
Taux de participation initiale	Fixé dans le contrat
Financement de la participation initiale l'Etat lors de la phase de recherche	A la charge et aux frais exclusifs du Contractant
Remboursement des coûts de la participation lors de la phase de recherche	Remboursement effectué par le Contractant par prélèvement en priorité, au point champ, sur la part de Production revenant à la Société Nationale
Participation additionnelle	Option à exercer dans un délai de six mois au plus tard à partir de la date d'octroi du Permis d'Exploitation.
% de la participation additionnelle	La limite maximale du taux est fixée dans le Contrat pétrolier
Financement de la participation additionnelle	Fixé dans le contrat
Remboursement des coûts de la participation lors de la phase de développement	Remboursement à hauteur d'un pourcentage (%) qui est défini dans le Contrat

4.7.1.2 Participations de l'Etat

Dans la pratique, la participation de l'Etat dans le secteur des hydrocarbures s'effectue sous la forme de prise de participations dans les contrats pétroliers ou sous la forme de participations prises, directement ou par le biais de la SHT, dans le capital de sociétés opérant dans le secteur.

(i) Participations dans les contrats pétroliers

Dans la pratique, L'Etat ne finance pas et ne participe pas en phase de recherches et se réserve une option de 25% de participation dans le cadre du contrat de partage de production durant la phase d'exploitation. Par ailleurs, le Tchad a pu racheter suivant des accords de financement des parts dans les consortiums Esso et CNPC.

Ces participations sont détenues par l'Etat directement ou à travers la SHT (société détenue à 100% par l'Etat) ou ses filiales.

Le détail de ces participations se présente comme suit :

Tableau 27 Participations de l'Etat dans les contrats pétroliers en 2019

Consortium/ Operateur	Contrat pétrolier/Titre	Détenteur	2018	2019	Commentaires
Consortium ESSO, Petronas et SHT	Convention 1988	SHT PCCL	25%	25%	Participation de 25 %
	<i>Concession d'Exploitation de Bolobo</i>	SHT PCCL	25%	25%	
	<i>Concession d'Exploitation de Miandoum</i>	SHT PCCL	25%	25%	
	<i>Concession d'Exploitation, Mangara</i>	SHT PCCL	25%	25%	
	<i>Concession d'Exploitation de Nya</i>	SHT PCCL	25%	25%	
	<i>Concession d'Exploitation de Moundouli</i>	SHT PCCL	25%	25%	
	<i>Concession d'exploitation KOMÉ</i>	SHT PCCL	25%	25%	
Consortium ESSO, Petronas et SHT	Convention 2004	SHT PCCL	25%	25%	Participation de 25 % acheté
	<i>Concession d'exploitation de Maikiri</i>	SHT PCCL	25%	25%	
	<i>Concession d'exploitation de Timbré</i>	SHT PCCL	25%	25%	

¹ Articles 13, 17 et 18 de [la loi](#) relative aux hydrocarbures

Consortium/ Operateur	Contrat pétrolier/Titre	Détenteur	2018	2019	Commentaires
Consortium CNPC	Convention 1999	SHT	10%	10%	Participation de 10% achetée en 2017
	<i>Concession d'Exploitation, Rônier</i>	SHT	10%	10%	
	<i>Concession d'Exploitation, Mimosa</i>	SHT	10%	10%	
	<i>Concession d'Exploitation, Prosopis</i>	SHT	10%	10%	
	<i>Concession d'Exploitation, Baobab</i>	SHT	10%	10%	
	<i>Concession d'Exploitation, Raphia</i>	SHT	10%	10%	
	<i>Concession d'Exploitation, Daniela</i>	SHT	10%	10%	
Consortium CNPC	CPP 2014	SHT	25%	25%	Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE
	<i>AEE RONIER. S</i>	SHT	nc	nc	
	<i>AEE PHOENIX. S</i>	SHT	nc	nc	
	<i>AEE MIMOSA. S</i>	SHT	nc	nc	
	<i>AEE DELO</i>	SHT	nc	nc	
	<i>AEE BAOBAB CII</i>	SHT	nc	nc	
	<i>AEE BAOBAB CIII</i>	SHT	nc	nc	
<i>AEE CASSIA N</i>	SHT	nc	nc		
Consortium OPIC	Convention 2006	Etat	30%	30%	Participation de 30% dans toute concession d'exploitation accordée
	<i>Concession d'Exploitation, ORYX</i>	Etat	30%	30%	
GRIFFITHS ENERGY CHAD LTD	CPP 2011	Etat	25%	25%	Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE
	<i>-AEE KIBEA</i>	Etat	nc	nc	
Petrochad Mangara	CPP 2011	Etat	25%	25%	Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE
	<i>AEE Mangara</i>	SHT	15%	15%	
	<i>AEE Badila</i>	SHT	15%	15%	
Global Petroleum UNITED HYDRROCARBON CHAD	<i>AEE KRIM</i>	Etat	nc	nc	Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE
	CPP 2011	Etat	25%	25%	
	CPP 2012	Etat	25%	25%	
Meige International	CPP 2015	Etat	25%	25%	Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE
JIA HE ENRG RES	CPP 2018	Etat	25%	25%	Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE
EWAH INVESTORS LIMITED	CPP 2019	Etat	-%	25%	Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE

Nc : non communiqué

Toutes les participations dans les concessions d'exploitation ou dans les AEE sont contributives et impliquent la participation de l'Etat dans les coûts pétroliers à hauteur des pourcentages détenus. La participation dans les coûts ne devient effective qu'à partir de la date de l'octroi de la concession d'exploitation ou de l'AEE et une fois l'option est exercée conformément aux dispositions des contrats pétroliers.

Ces participations donnent droit à une part dans la production (Interest Oil), proportionnellement au pourcentage détenu, après déduction de la redevance sur production, des coûts pétroliers et des éventuels remboursements des coûts des participations en question.

Il y a lieu de noter qu'abstraction faite du détenteur des participations (Etat ou SHT), tous les revenus générés au titre 2019 ont été collectés par le trésor public.

Les revenus en nature revenant à l'Etat au titre de ces participations ont totalisé 5 881 663 barils le détail se présente comme suit :

Tableau 28 Interest Oil Etat en 2019

Flux	Consortium	Contrat	Zone	Quantité en bbl
Part SHT (ETAT)	CNPCI	Convention 1999	Boabab	1 229 058
Part SHT (ETAT)	CNPCI	Convention 1999	Daniela	379 339
Part SHT (ETAT)	CNPCI	Convention 1999	Raphia	628 185
Part SHT (ETAT)	CNPCI	Convention 1999	Prosopis	136 562
Part SHT (ETAT)	CNPCI	Convention 1999	Rônier	97 111
Part SHT (ETAT)	CNPCI	Convention 1999	Mimosa	54 625
Part SHT (ETAT)	CNPCI	Convention 1999	Lenea	509 832
Part SHT (ETAT)	CNPCI	CPP 2014	PSC	24 080
Part SHT (ETAT)	PCM	CPP 2011	Mangara	37 187
Part SHT (ETAT)	PCM	CPP 2011	Badila	70 200
Part SHT PCCL	EEPCI	Convention 1988	Komé (CS+ CI)	1 173 099
Part SHT PCCL	EEPCI	Convention 1988	Bolobo	531 447
Part SHT PCCL	EEPCI	Convention 1988	Miandoum	440 482
Part SHT PCCL	EEPCI	Convention 1988	Moundouli	233 949
Part SHT PCCL	EEPCI	Convention 1988	Nya	112 335
Part SHT PCCL	EEPCI	Convention 2004	Maikeri	195 131
Part SHT PCCL	EEPCI	Convention 2004	Timbré	29 044
Total				5 881 663

(ii) Participations de l'Etat dans le capital des sociétés pétrolières

En plus des intérêts détenus dans les contrats pétroliers, l'Etat détient directement ou indirectement, à travers la SHT, des participations dans le capital de sociétés opérant dans le Secteur des Hydrocarbures. La situation des participations dans le secteur des hydrocarbures se présente comme suit :

Tableau 29 Participations de l'Etat dans le capital des sociétés opérant dans le secteur des hydrocarbures au 31 décembre 2019

Dénomination Sociale	Localisation	Montant apport en FCFA	2018	2019
SHT	Tchad	1 500 000 000	100%	100%
SRN (Raffinerie) (*)	Tchad	4 000 000	40%	40%
TOTCO (Transport pétrolier)	Tchad		8,12%	8,12%
COTCO (Transport pétrolier)	Cameroun		2,74%	2,74%
CNPCI (**)	Tchad		NC	NC

Toutes ces participations correspondent à des actions ordinaires entièrement libérées qui donnent à l'Etat un droit de vote et un droit aux bénéfices distribuables, sous la forme de perception de dividendes, proportionnellement au pourcentage d'intérêt détenu.

Les dividendes générés par ces participations ont totalisé un montant de 908 852 445 FCFA au titre de 2019 dont le détail se présente comme suit :

Entités Perceptrices	Secteur	Sociétés	Flux retraités	Date	Montant en FCFA
DGTCP	Transport Pétrolier	COTCO	Dividende	13/05/2019	708 022 157
DGTCP	Transport Pétrolier	TOTCO	Dividende	13/05/2019	200 830 288
Total					908 852 445

(*) Cas de la participation SRN

La SRN est une société anonyme de droit Tchadien créée conformément au contrat de constitution d'un consortium entre la République du Tchad et la CNPCI Ltd datant du 20 septembre 2007 conclu à Beijing selon lequel il a été décidé de construire une Raffinerie dans laquelle l'Etat Tchadien détient 40% et la société CNPCI détient 60%.

Selon le rapport du commissaire aux comptes de la SHT pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, la participation de 40% dans la Société de Raffinage de N'Djamena (SRN) figure parmi les titres de participation de la SHT pour une valeur comptable de 4 millions de FCFA. De même les comptes de la SHT affichent une créance rattachée à la participation SRN pour un montant de 26,2 milliards de FCFA. Cependant, selon une lettre envoyée par le ministère de Pétrole, des Mines et de l'Energie (MPME) à la Direction Générale de la SRN en date du 08 juillet 2018, présentée au niveau de l'Annexe 8 du présent rapport, il est stipulé que :

- la République du Tchad est représentée par le MPME, dénommée « l'Etat », dans les statuts de la SRN ; et
- au cas où l'Etat déciderait de faire détenir ses actions de 40% par la SHT, la SRN sera avisée en conséquence.

(**) Cas de la participation CNPCIC

La Direction des affaires financières et monétaire et de la supervisons des établissements de Microfinance ont publié [une situation](#) des participations de l'Etat dans les entreprises publiques et parapubliques en date du 15 avril 2020. La situation qui se base sur un recensement effectué du 15 mars 2019 au 15 mars 2020 inclut parmi les entreprises parapubliques avec moins de 50% de participation de l'Etat, la China National Petroleum Corporation International Tchad (CNPCIC) qui opère les champs pétroliers dans le bassin de Bongor.

Les rapports ITIE précédents n'ont pas fait état de l'existence de participation et aucune information supplémentaire n'a été communiquée sur le pourcentage de participation ou sur la date de son acquisition.

(iii) Participations de la SHT

L'Etat Tchadien est l'unique actionnaire de la SHT dont le capital social s'élève à 1.500.000.000 FCFA divisé en 150.000 actions de 10.000 FCFA chacune entièrement souscrites et libérées.

La SHT assure principalement la gestion des participations de l'Etat dans les contrats pétroliers (tableau 26) et dispose d'un mandat pour la commercialisation de la production de brut qui en découle. Elle assure également le transport, stockage et distribution de produits pétroliers raffinés.

La SHT détient également des participations dans le capital de sociétés opérants dans le secteur des hydrocarbures et dans d'autres secteurs dont le détail se présente comme suit :

Tableau 30 Situation des participations financières de la SHT en 2019

Dénomination Sociale	Localisation	Montant apport en FCFA	2018	2019
Participation de SHT				
SHT Petroleum Chad Holding Limited (Bermuda) (1) (*)	BAHAMAS	589 665 690 000	100%	100%
SHT Overseas Pipeline Chad Limited (Bahamas) (2) (*)	BAHAMAS	5 752 836 000	100%	100%
SHT Overseas Pipeline Cameroon Limited (Bahamas) (3) (*)	BAHAMAS	27 805 374 000	100%	100%
SOTRADA (Traitement déchets Pétroliers)	Tchad	1 126 450 000	45%	100%
ECOBANK (Banque)	Tchad	150 000 000	NC	NC
TCHAD OIL SA (vente et distribution de fuel)	Tchad	22 500 000	50%	50%
Banque de l'Habitat du Tchad (Banque)	Tchad	2 500 000 000	25%	25%
Groupement d'Intérêt Economique- Société Tchad Cameroun (GIE-STC)	Tchad	4 500 000	45%	45%
Société Tchadienne de Dépôts Pétroliers (STDP)	Tchad	55 000 000	55%	55%
Général Gaz Tchad 5 traitement et purification du gaz	Tchad	15 000 000	NC	NC
(1) Participation de SHT Petroleum Chad Holding Limited (BERMUDA)				
SHT PCCL (Bermuda)	Bermuda		100%	100%
(2) Participation de SHT Overseas Pipeline Chad Limited (Bahamas)				
SHT Overseas Petroleum Tchad (Bermuda) (a)	Bermuda		100%	100%
(a) Participation de SHT Overseas Petroleum Tchad (Bermuda)				
TOTCO	N'Djamena		21,54%	21,54%
(3) Participation de filiale SHT: SHT Overseas Pipeline Cameroon Limited (Bahamas)				
SHT Overseas Petroleum Cameroon (Bermuda) (b)	Bermuda		100%	100%
(b) Participation de SHT Overseas Petroleum Cameroon (Bermuda)				
COTCO	Cameroun		21,26%	21,26%

Source : Etats Financiers SHT 2018 et 2019

Les participations de la SHT ont connu une variation en 2019 suite à l'acquisition de 55% dans le capital de la société SOTRADA de la part de BOCOM. Suite à cette acquisition, la SHT est devenu l'actionnaire unique de SOTRADA.

Toutes ces participations donnent à la SHT un droit de vote et un droit aux bénéfices distribuables, sous la forme de perception de dividendes, proportionnellement au pourcentage d'intérêt détenu.

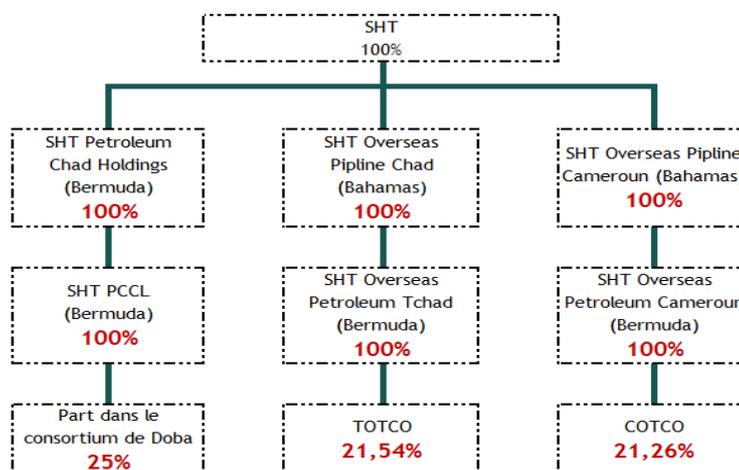
Les dividendes générés par ces participations ont totalisé un montant de 6 340 396 550 FCFA au titre de 2019 dont le détail se présente comme suit :

Entités Perceptrices	Secteur	Sociétés	Flux retraités	Date	Montant en FCFA
SHT	Transport Pétrolier	TOTCO	Dividende	08/05/2019	509 297 441
SHT	Transport Pétrolier	COTCO	Dividende	29/07/2019	2 915 549 563
SHT	Transport Pétrolier	COTCO	Dividende	29/07/2019	2 915 549 546
Total					6 340 396 550

(*) : Cas du rachat des actifs de Chevron

Les participations dans les sociétés SHT PCCL, TOTCO et COTCO ont été acquises par la SHT en vertu de l'accord de préfinancement signé en avril 2014 et ayant servi à la prise des participations détenues auparavant par la société Chevron dans ces sociétés. Le diagramme de ces participations peut être présenté comme suit :

Figure 7 Participations de la SHT à la suite du rachat des actifs de la société Chevron



Cette prise de participation a permis à la SHT d'acquérir une participation de 25% dans le Consortium d'EEPCI à travers sa filiale SHT PCCL et une participation dans le capital des deux sociétés TOTCO et COTCO respectivement à hauteur de 21,54% et 21,26%.

Bien que le coût de ces participations soit inscrit dans le bilan de la SHT, seuls les dividendes provenant de COTCO et TOTCO sont comptabilisés dans les revenus comptables de la société.

Les revenus issus de la vente des parts de production dans le Consortium de DOBA (EEPCI), totalisant un montant de 178 243 179 USD au titre de 2019 ont reversés dans le compte séquestre offshore Citibank puis rapatrié au compte du trésor public.

4.7.1.3 Entreprises d'Etat dans le secteur des hydrocarbures

4.7.1.3.1. Définition

Conformément à l'exigence 2.6 de la [Norme ITIE 2019](#), une entreprise d'État est une entreprise dont le capital appartient exclusivement ou majoritairement à l'État et qui est engagée dans des activités extractives pour le compte de l'État.

Conformément à cette définition, le HCN-ITIE a identifié la SHT et ses filiales exclusives comme sociétés d'Etat dans le secteur des hydrocarbures.

4.7.1.3.2. Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT)

(i) Aperçu sur la société

Le cadre juridique, comptable ainsi que la gouvernance de la société se résument comme suit :

Cadre juridique, comptable et de gouvernance de la SHT	
Cadre juridique	<ul style="list-style-type: none"> • Ordonnance N° 001/PR/2017 du 10 mars 2017 portant modification de la Loi N° 27/PR/2006 du 23 août 2006 portant création d'une Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT). • Décret N° 307/PR/2017 du 11 avril 2017 portant Statuts de la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) • Loi N° 27/PR/2006 du 23 août 2006 portant création d'une Société des Hydrocarbures du Tchad • Loi N° 07-06 relative aux hydrocarbures • Acte Uniforme OHADA relatif au Droit des Sociétés Commerciales et du GIE et l' Acte Uniforme OHADA relatif au Droit Comptable
Forme	Société anonyme à capitaux publics dotée d'une autonomie de gestion administrative et financière.
Capital	Le capital de la société est de 1,5 milliards FCFA. Il est détenu à 100% par l'Etat Tchadien. Les actions sont entièrement libérées.
Mandat	La S.H.T. exerce ses activités dans le secteur des Hydrocarbures, notamment : <ul style="list-style-type: none"> • la prospection, la recherche, le développement, la production et le transport des Hydrocarbures liquides et gazeux ; • le raffinage, le transport, le stockage et la distribution des produits finis (produits pétroliers) ; • la commercialisation des Hydrocarbures liquides/gazeux et des produits finis ; • la prise de participation dans des sociétés et dans des consortiums de sociétés ; • la création de fonds d'investissement; • la réalisation des études en rapport avec ses activités ; • la formation et promotion du personnel national nécessaire à la maîtrise de tous les aspects du secteur des Hydrocarbures dans la mesure de ses capacités.
Gouvernance	La SHT est gouverné par un Conseil d'Administration (CA) composé d'un Président et DE quatre membres choisis pour leur compétence professionnelle et nommés par décret, sur proposition du Ministre chargé des Hydrocarbures. L'Etat, Actionnaire unique, prend seul toutes les décisions qui doivent être prises en assemblée, qu'il s'agisse des décisions relevant de la compétence de l'Assemblée Générale Ordinaire, de l'Assemblée Générale Extraordinaire ou de celles relevant de l'Assemblée Générale Spéciale.
Fiscalité	La SHT est assujettie au régime fiscal applicable au secteur pétrolier dans le cadre de ses activités de production et au régime fiscal général sur les bénéfices relativement à ses activités de commercialisation. Elle ne bénéficie d'aucun avantage fiscal particulier hormis ceux prévus par la réglementation.
Ressources	Les Ressources de la SHT sont constituées notamment par : <ul style="list-style-type: none"> • Les produits des différentes prestations de services ; • Les dividendes provenant de ses participations; • Les produits perçus au titre de ses activités ; • Les intérêts bancaires ; • Les produits des prêts; • Les emprunts; • Les subventions de l'Etat; • toutes autres ressources provenant de ses activités ou qui viendraient à lui être affectées par la Loi des finances .
Distribution des résultats	Après approbation des comptes et constatation de l'existence d'un bénéfice distribuable, l'Assemblée Générale détermine, sur proposition du conseil d'administration, toutes les sommes qu'il juge convenables de prélever sur ce bénéfice pour être reportées à nouveau sur l'exercice suivant ou inscrites à un ou plusieurs fonds de réserves, ou distribués sous forme de dividende. Dans la pratique la distribution se fait sur la base de plusieurs facteurs à savoir le résultat de la période, le montant des résultats cumulés et non distribués, le solde disponible de trésorerie, les besoins de l'activité et les besoins budgétaires de l'État.
Arrêté et audit des comptes	Les états financiers sont arrêtés annuellement par le Conseil d'Administration conformément aux dispositions de l'Acte uniforme et sont certifiés par un Commissaire aux Comptes (Expert-comptable agréé par la Communauté Économique et Monétaire de l'Afrique centrale (CEMAC)), nommé par l'Assemblée Générale. Les états financiers, les rapports d'audit et autres rapports financiers ne sont pas publiés.
Suivi de la situation financière	La situation financière ainsi que la situation d'endettement de la société ne font pas l'objet d'un rapport de suivi tel que requis aux dispositions de l'arrêté N° 242/MFB/SG/DGT/2011 portant organisation et fixant les missions de la DGTCP.

(ii) Transactions entre l'Etat et la SHT

La SHT et la DGTCP ont été sollicitées de reporter toutes les transactions se rapportant aux transferts effectués au profit de la SHT ou effectués par celle-ci au profit de l'Etat selon la nomenclature présentée dans le tableau ci-après :

	Transferts par/pour SHT	Déclaration SHT	initiale	Déclaration ajustement AI	après
Transferts et financements reçus de l'Etat					
(a)	Subvention d'investissement		-	56,2 milliards de FCFA	
(b)	Commission sur commercialisation part Etat		-	-	
(c)	Garanties		-	677,5 milliards de FCFA	
(d)	Subvention d'exploitation		-	5,4 milliards de FCFA	
(e)	Prêts et avances reçus		-	2,4 milliards de FCFA	
Transferts au profit de l'Etat					
(f)	Prêts et avances			4,5 milliards de FCFA	
(g)	Transferts au titre de la commercialisation des parts de l'Etat dans les contrats pétroliers			226, 1 millions USD	
(h)	Fiscalité	1,09 milliards FCFA			
(i)	Dividendes		-		-
(j)	Dépenses quasi budgétaires		-		-
	<i>Prestation de services non commerciaux</i>		-		
	<i>Financement Infrastructures publiques et dépenses sociales</i>				
	<i>Subventions de l'Energie</i>		-	183,8 millions USD	
	<i>Services de la dette publique</i>		-	Non calculé	
	<i>Bonification</i>			103,5 millions de FCFA	

(a) Subvention d'investissement

Le compte de résultats de la SHT pour l'année 2019 affiche une reprise de subvention d'investissements pour un montant de 56,2 milliards de FCFA.

Lors de sa création, la SHT a reçu une subvention d'investissement. Cette subvention figure parmi ses passifs pour un montant global de 227,6 milliards de FCFA en 2019 soit l'équivalent de 387,76 millions USD.

En effet, le Décret N° 527/PR/PM/MP/2007 du 12 juillet 2007 fixant les statuts de la SHT en son article 43 stipule : "La Société reçoit, à titre gratuit, les terrains, bâtiments et tous autres éléments d'actifs de l'Etat dont elle a besoin dans le cadre de sa mission. Ces biens sont exonérés des droits et taxes de toute nature." Ainsi, la valeur globale des terrains octroyés à la SHT, s'élevait à 554 091 181 350 FCFA. Cet apport en nature a été constaté en subvention d'investissement intégré dans le compte de résultat sur une durée de 10 ans d'où une quote-part de 1/10ème à reprendre chaque année depuis 2014 pour un montant de 55,4 milliards de FCFA.

(b) Commission sur commercialisation part Etat

Il s'agit de la rémunération perçue par SHT au titre de la gestion et la commercialisation des parts de l'Etat dans les contrats pétroliers. Cette rémunération est perçue sous forme d'une commission égale à 2%¹ de la valeur du pétrole brut commercialisé par SHT après déduction des cash calls et des coûts de transport.

Selon la SHT, cette commission a été facturée pour 2019 mais n'a pas été réglée. La commission non recouvrée est estimée à 11,3 millions USD soit 2% des revenus nets des ventes des parts de l'Etat s'élevant à 567 millions USD au titre de 2019.

Toutefois, il n'est pas clair si cette commission a été constatée dans les comptes 2019 de la SHT et si elle fera l'objet d'un règlement ultérieur.

(c) Garanties de l'Etat

La SHT a contracté pour le compte de l'Etat deux accords de préfinancements en 2013 et 2014, auprès de Glencore et un syndicat d'institutions financières, qui ont fait l'objet d'une restructuration en 2015 puis en 2018 dont les modalités sont décrites en section 4.9.3.2.

¹ [Etude de cadrage ITIE-Tchad 2014](#)

Au niveau des états financiers de 2019, cette dette figure dans la rubrique « Dettes financières diverses » pour un montant de 677,5 milliards de FCFA. Le remboursement de la dette en question est effectué par prélèvement des recettes (intérêts et redevances) de l'Etat des contrats pétroliers. Cette dette, inscrite dans le bilan de la SHT, est donc garantie par l'Etat Tchadien.

Selon les états financiers de la SHT, l'encours de la dette Glencore a diminué de 8,9 milliards de FCFA passant 686,4 au 31 décembre 2018 au 677,5 milliards de FCFA au 31 décembre 2019.

Par ailleurs, les états financiers de la SHT font ressortir :

- Un emprunt contracté en 2019 pour un montant de 16 milliards de FCFA ;
- Un solde de dette « associés et groupe » au 31 décembre 2019 d'un montant de 438,6 milliards de FCFA (contre 398,9 milliards de FCFA au 31 décembre 2018) dont 436,2 milliards de FCFA au compte courant de SHT-PCCL.

La nature de ces dettes et des garanties accordées en contre partie n'a pas été communiqué.

(d) Subventions d'exploitation

La SHT n'a pas reporté de subventions d'exploitation reçues de l'Etat au titre de 2019. Néanmoins, l'analyse de la rubrique « revenus financiers » fait ressortir des dividendes reçus de la part de CNPC-CLIVDEN pour un montant de 5 423 362 754 FCFA alors que la SHT ne compte pas parmi des actifs de participations dans ces sociétés ou d'intérêts dans le consortium CNPC. La SHT n'a pas été en mesure de fournir les raisons de la comptabilisation de ce montant parmi ses revenus comptables.

A défaut d'informations complémentaires, ce montant pourrait être assimilé à une subvention d'exploitation reçue de l'Etat.

(e) Prêts et avances reçus

La SHT n'a pas reporté dans le cadre de leurs déclarations ITIE l'existence de prêts ou avances reçus en 2019 ou au cours des années antérieures et non encore remboursés en 2019. Néanmoins l'analyse des états financiers de la SHT font ressortir un « compte courant -Etat » affichant un solde créditeur de 2,4 milliards de FCFA. La SHT n'a pas communiqué plus de détail sur la nature de la dette et sur l'échéancier de son remboursement.

(f) Prêts et avances accordées à l'Etat

La SHT n'a pas reporté de prêts ou d'avances accordés à l'Etat. Néanmoins l'analyse des états financiers de la société fait ressortir au niveau du poste « autres créances », une créance sur le Trésor public pour un montant de 4,5 milliards de FCFA au 31 décembre 2019. Selon la SHT, il s'agit d'un financement accordé au budget de l'Etat avant 2019 mais non encore remboursé par le Trésor Public au 31 décembre 2019. Selon la SHT, aucun échéancier et aucune rémunération n'ont été convenus au titre du financement et les discussions sont toujours en cours avec le MFB pour l'obtention du remboursement du montant.

Par ailleurs, la SHT n'a pas communiqué le détail des postes « débiteurs divers » de « Clients produits pétroliers produits à établir » affichant respectivement un solde de 20,4 et de 25,2 milliards de FCFA au 31 décembre 2019. Nous n'avons pas été en mesure de confirmer l'absence d'avance ou de prêts accordés à l'Etat ou des sociétés d'Etat au niveau de ces postes.

(g) Transferts au titre de la commercialisation des parts de l'Etat dans contrats pétroliers

La SHT dispose d'un mandat de gestion des participations de l'Etat dans les contrats pétroliers listées dans le tableau 26. Il y a lieu de noter que seules les participations dans le consortium Esso figurent parmi les actifs comptables de la SHT à travers la détention de 100% du capital de SHT PCCL.

Dans le cadre de ce mandat, la SHT s'est vu confier par l'Etat Tchadien une mission générale de commercialisation des hydrocarbures revenant à l'Etat au titre des intérêts et des redevances perçus en nature.

En contrepartie, la SHT perçoit une rémunération égale à 2% du prix de vente de chaque baril de pétrole brut, net des frais relatifs au transport et à la commercialisation.

Afin de remplir cette mission, la République du Tchad a remis à la SHT une lettre l'instruisant et l'autorisant, notamment, à négocier et contracter avec la société Glencore Energy UK Ltd des conditions de paiement ou des avances relatives à la vente des redevances en nature revenant à la République du Tchad.

La SHT a conclu un contrat commercial le 24 septembre 2012 avec la société Glencore Energy UK Ltd en vertu duquel la société s'engage à mettre à sa disposition une certaine quantité de pétrole brut et Glencore s'engage à acheter, enlever, et payer ce pétrole brut. Le prix de vente appliqué est la moyenne des cotations du Brent publié par la « Platts Crude Oil Marketwire » sur les 5 ou 10 jours précédant la date de cession.

La part de production revenant à l'Etat en 2019 au titre des revenus en nature a totalisé 13 080 947 barils dont le détail par projet est présenté en section 4.9.2.1.

Les volumes commercialisés au cours de la même période ont totalisé 13 434 356 barils pour une valeur brut de 762 421 567 USD dont le détail par cargaison est présenté en section 4.9.2.2.

Il y a lieu de noter que les produits de commercialisation des revenus en nature, y compris ceux se rapportant à la part de SHT PCCL, sont reversés directement sur le Compte séquestre à la Citibank au profit de l'Etat. Les revenus reversés sont affectés en priorité aux paiements des coûts suivants:

- Le remboursement de la dette Glencore Energy UK : il s'agit des échéances de remboursement dans le cadre de l'accord de prépaiement de 2018 ainsi que les frais de restructuration de la dette contractée auprès de Glencore Energy UK ;
- La Quote-Part dans les coûts de transport : il s'agit des coûts facturés par les sociétés de transport (TOTCO et COTCO) en contre partie du transport des parts de la SHT en pétrole brut des champs pétroliers au Tchad vers le port de Kribi au Cameroun ; et
- La Quote-Part dans les coûts partagés : il s'agit de la quote-part de SHT dans les coûts pétroliers, supportés par les opérateurs puis refacturés à la société SHT proportionnellement aux intérêts détenus par celle-ci.

Les versements nets sur le compte Citibank en 2019 ont totalisé un montant de 226 104 750 USD dont le détail de calcul se présente comme suit :

	Montant en USD
Revenus de vente recouvrés en 2019¹	516 126 646
Coûts de transport ²	67 539 982
Coûts pétroliers/Cash Call ³	127 803 751
Service de la dette Glencore ⁴	94 678 163
Total des coûts déduits	290 021 896
Revenus nets 2019	226 104 750

La SHT n'a pas reporté de données sur les coûts déduits au titre du service de la dette et de la commission de 2%. Néanmoins, selon les données du MFB⁵, le service de la dette Glencore ont atteint un montant de 55 453 millions de FCFA au titre 2019 dont 24 136 millions de FCFA au titre du remboursement des intérêts.

(h) *Fiscalité*

La SHT est soumise aux dispositions du CGI et de la Loi sur les hydrocarbures. Les paiements reportés par SHT au titre 2019 ont totalisé un montant de 1,09 milliards de FCFA dont le détail se présente comme suit :

Flux	DGD	DGI	Total (en FCFA)
IRPP		713 603 147	713 603 147
TAXE FORFETAIRE		120 880 837	120 880 837
TVA		85 516 717	85 516 717
TF		61 924 472	61 924 472
TVA RETENUE ET REVERSEE		55 072 298	55 072 298
Droit de douane sur les Importations	34 635 569		34 635 569
TAXE D'APPRENTISSAGE		22 361 958	22 361 958
ONASA		73 160	73 160
FIR		41 360	41 360
Total général	34 635 569	1 059 473 949	1 094 109 518

Il y a lieu de noter que les états financiers de la SHT affichent au 31 décembre 2019 une dette fiscale d'un montant 3,5 milliards de FCFA (contre 3 milliards au 31 décembre 2018) dont 2,4 milliards de FCFA se rapportant à l'IS. Nous comprenons que cette dette n'a pas été payée en raison des négociations toujours en cours pour le remboursement du financement accordé par SHT au Trésor Public pour un montant de 4,5 milliards de FCFA mentionné au point (f).

(i) *Dividendes*

La SHT n'a pas reporté de dividendes versés à la DGTCP. Les résultats non distribués au 31 décembre 2019 affichent un solde de 74,9 milliards de FCFA dont 29,5 milliards représentant un report à nouveau de l'exercice 2018.

(j) *Dépenses quasi budgétaires*

La SHT n'a pas reporté de dépenses quasi budgétaires. Néanmoins, l'analyse des données de vente des parts de production dans les contrats pétroliers a révélé l'existence de subventions indirectes de l'électricité et du combustible, prêts bonifiés et de financements du budget de l'Etat dont le détail est présenté en section 4.11.2.

¹¹ Source : « Payments to Governments Report 2019 » Glencore

² Source : SHT

³ Ibid.

⁴ Source : Note sur le secteur pétrolier au quatrième trimestre 2019 N° 11 , MFB

⁵ Note sur le secteur pétrolier au quatrième trimestre 2019 N° 11

(iii) Transactions avec les entreprises extractives

La SHT et la DGTCP ont été sollicitée de reporter toutes les transactions se rapportant aux transferts effectués selon la nomenclature présentée dans le tableau ci-après. Les données reportées au titre de 2019 se présentent comme suit :

	Transactions avec les entreprises extractives	Montant en millions FCFA
Transferts et financements octroyés		
(a)	Subvention	-
(b)	Prêts, avances et garanties	-
Transferts et financement reçus		
(c)	Dividendes	11,7 milliards FCFA
(d)	Revenus pétroliers	
(b)	Prêts, avances et garanties	

(a) Subventions

La SHT et la DGTCP n'ont pas reporté de subventions octroyées à des entreprises extractives au titre de 2019.

(b) Prêts, avances et garanties

La SHT et la DGTCP (pour le compte de l'Etat) n'ont pas reporté de prêts ou garanties octroyés ou reçus en 2019 ou au cours des années antérieurs et non encore remboursés en 2019.

Néanmoins, l'analyse des états financiers de SHT relève l'existence de créances et de dettes vis-à-vis de sociétés opérant dans le secteur des hydrocarbures dont le détail se présente comme suit :

	Solde au 31/12/2019 en FCFA ¹	Commentaire
Créances		
Créances rattachées à la participation SRN	26 238 280 000	Afin d'assurer des fonds suffisants au démarrage de la raffinerie, il était question de faire une avance en compte courant d'actionnaires à hauteur de Cent Millions d'Euros par les actionnaires dont Quarante Millions d'Euros par la République du Tchad représentée par la SHT. Cette somme correspond au montant de 40 millions d'Euros versé par SHT. ² Néanmoins, selon le Mémoire d'Entente du 7 janvier 2018, les 40 millions d'Euro correspondent à un prêt à l'actionnaire SHT au titre de la libération de sa participation dans le capital de SRN. Selon le Mémoire d'Entente, le montant non encore libéré par SHT à la date du 7 janvier 2018 est de 24 millions d'Euro (environ 28,8 millions USD).
Dettes		
Préfinancement Glencore	677 513 254 155	Voir section 4.9.3.2
SHT-PCCL	436 166 996 176	La nature de cette dette et les conditions de son remboursement n'ont pas été communiquées par la SHT.

(c) Dividendes

La SHT détient des participations directes dans le capital de sociétés pétrolières (voir section 4.7.1.2). La SHT a déclaré avoir encaissé en 2019 des dividendes pour un montant total de 11,7 milliards de FCFA dont le détail par société se présente comme suit :

	Solde au 31/12/2019 en FCFA ³
Dividendes SHT Overseas TOTCO	509 297 441
Dividendes SHT Overseas COTCO	5 831 099 109
Dividendes CNPC-CLIVEDEN	5 423 362 754
Total	11 763 759 304

Il y a lieu de noter que la SHT ne détient pas de participations directes dans le capital des sociétés CNPC et Cliveden. La SHT n'a pas communiqué plus de détail sur la nature de cet encaissement.

¹ Etats financiers SHT, 2019

² Rapport ITIE 2018

³ Etats financiers SHT, 2019

(d) Revenus pétroliers

Les participations de SHT dans les contrats pétroliers telles que détaillées dans la section 4.7.1.2 sont détenus à titre de gestion pour le compte de l'Etat. Les revenus en nature au titre de ces participations ne sont pas donc comptabilisés dans les revenus de la SHT mais sont reversés dans le compte offshore Citibank avant d'être rapatriés au compte du Trésor pour financer le budget de l'Etat.

Le détail des revenus en nature enlevés par SHT pour le compte de l'Etat est présenté en section 4.9.2.

4.7.1.3.3. SHT PCCL

En 2014, la SHT a racheté les parts de Chevron dans le consortium d'exploitation des champs de Doba grâce à un financement privé obtenu de Glencore avec la garantie de l'Etat. Les parts représentant 25% du consortium sont détenus par SHT-PCCL (Bemuda) qui est détenue à 100% par SHT Petroleum Chad Holdings (Bemuda) qui est à son tour détenue à 100% par SHT.

La SHT PCCL n'a pas soumis une déclaration ITIE et n'a pas communiqué ses états financiers au titre de 2019. Néanmoins, l'analyse des états financiers de la SHT font ressortir les éléments suivants se rapportant à SHT-PCCL :

	Solde au 31/12/2019 en FCFA ¹	Commentaire
Actif		
Participation SHT Petroleum Chad Holdings/SHT PCCL	589 665 690 000	Correspond aux coûts d'acquisition de la participation de 25% dans le consortium d'exploitation des champs de Doba.
Passif		
Préfinancement Glencore	677 513 254 155	Ce financement se rapporte au rachat des parts de Chevron dans le consortium d'exploitation des champs de Doba, et des compagnies de transport par oléoduc TOTCO et COTCO (Voir section 4.9.3.2 pour plus de détail ^o
Compte courant SHT-PCCL	436 166 996 176	La nature de cette dette et les conditions de son remboursement n'ont pas été communiquées par la SHT.

Selon les données communiquées par SHT, les revenus en nature revenant à SHT-PCCL au titre de 2019 ont atteint un volume de 2 715 485 barils dont le détail se présente comme suit :

Flux	Consortium	Convention	Zone	Unité	Quantités
Part SHT PCCL	EEPCI	Convention 1988	Komé (CS+ CI)	Bbl	1 173 099
Part SHT PCCL	EEPCI	Convention 1988	Bolobo	Bbl	531 447
Part SHT PCCL	EEPCI	Convention 1988	Miandoum	Bbl	440 482
Part SHT PCCL	EEPCI	Convention 1988	Moundouli	Bbl	233 949
Part SHT PCCL	EEPCI	Convention 1988	Nya	Bbl	112 335
Part SHT PCCL	EEPCI	Convention 2004	Maikeri	Bbl	195 131
Part SHT PCCL	EEPCI	Convention 2004	Timbré	Bbl	29 044
Total					2 715 485

Les enlèvements effectués par SHT au titre des parts SHT PCCL ont atteint un volume de 2 891 706 barils pour une valeur de 178,2 millions USD.

DATE D'ENLEV	REF Cargaison	Expéditeur	Consortium	Prix unitaire	Volume en bbl	Valeur en USD	Acheteur	Pays de destination
10/03/2019	755	SHT	EEPCI	62,74	949 741	59 588 643	GLENCORE	MALAYSIA
22/07/2019	773	SHT	EEPCI	62,60	990 851	62 023 306	GLENCORE	RELIANCE TERMINAL SIKKA PORT
01/12/2019	791	SHT	EEPCI	59,54	951 114	56 631 230	GLENCORE	FUJAIH, UAE
Total					2 891 706	178 243 179		

Les revenus des parts de SHT PCCL sont affectés, au même titre que les revenus des parts gérés par la SHT, au financement du budget de l'Etat après la déduction des coûts pétroliers et de transport ainsi que le service de la dette Glencore selon l'échéancier détaillé en section 4.9.3.2 du présent rapport.

Par ailleurs, la SHT n'a pas reporté de dividendes encaissés au titre de sa participation dans SHT PCCL. De même les régies financières déclarantes n'ont pas reporté de paiements reçus de SHT PCCL.

¹ Etats financiers SHT, 2019

4.7.1.3.4. Autres sociétés à participations publiques

(i) Participation dans la société de raffinage de N'Djamena (SRN)

La SRN est une société anonyme de droit Tchadien soumise à une fiscalité de droit commun versée en numéraire (FCFA) sur le compte du Trésor Public logé à la BEAC.

Elle a été créée conformément au contrat de constitution d'un consortium entre la République du Tchad et la CNPCI Ltd datant du 20 septembre 2007 conclu à Beijing selon lequel il a été décidé de construire une Raffinerie dans laquelle l'État Tchadien (SHT) détient 40% et la société CNPCI détient 60%.

➤ Financement du projet et de la participation de l'Etat¹

En 2009, la CNPC et le Tchad ont signé un protocole d'accord pour demander un prêt crédit acheteur préférentiel de 330 millions USD pour le projet de raffinerie et d'oléoduc de N'Djamena.

L'accord de prêt a été signé en 2011 entre la SRN et la China EximBank avec une période de remboursement de 15 ans, une période de grâce de 5 ans et un taux d'intérêt de 3,507 % (LIBOR USD à 6 mois plus 300 points de base).

La CNPC a fourni une garantie pour 60 % du prêt et la SHT a fourni une garantie souveraine pour les 40 % restants du prêt. La CNPC et la SHT ont également donné en garantie leurs parts respectives dans la SRN.

Le projet de raffinerie et d'oléoduc de N'Djamena comportait deux volets : la construction d'une raffinerie de pétrole à Djarmaya située au nord de N'Djamena et capable de produire 20 000 à 60 000 barils par jour ; et la construction d'un oléoduc de 311 km reliant les champs pétroliers de Rônier et Mimosa dans le bassin de Bongor (dans le centre-est) du Tchad à la raffinerie de Djarmaya.

Un accord de rééchelonnement du prêt a été signé par SRN en avril 2017 à la suite des difficultés liées à la chute des prix en 2014-2015 et la crise de la dette au Tchad qui a suivi.

➤ Conditions rattachées à la participation

Selon la convention d'établissement², la CNPC, la SRN et les sous-traitants directs bénéficieraient des exonérations fiscales sur :

- L'impôt sur les sociétés durant 10 années
- L'impôt minimum forfaitaire pendant 8 ans
- La TVA sur la construction et les extensions
- Les droits de douanes
- Les impôts sur les plus-values
- La patente
- Les droits d'enregistrements
- Les impôts fonciers sur les installations industrielles
- La taxe d'apprentissage
- La taxe forfaitaire

En sus, dans ce partenariat le Gouvernement aurait l'obligation de fournir :

- Un apport en numéraire de sa participation au capital ;
- L'assistance nécessaire y compris des avantages fiscaux pour dégager un taux de rendement interne (TRI) de 12% ;
- L'Attribution à la CNPC l'exploration sur le champ de Sedigui et autres champs pétroliers dont les champs de Mimosa, Prosopis, Baobab et le bloc de Doba Ouest ; et
- La construction du réseau de distribution entre la centrale électrique et la raffinerie

Selon la déclaration SRN, les paiements de la raffinerie au titre de 2019 ont totalisé un montant de 50,08 milliards de FCFA dont le détail par flux se présente comme suit :

Flux	Montant en FCFA
Taxe spéciale	21 224 794 400
Redevances sur des produits pétroliers des domaines	13 411 870 663
Redevance ARSAT	8 356 336 769
Redevance FER	6 239 590 590
CNPS	850 325 777
CNRT	4 128 996
Total	50 087 047 195

¹ AIDDATA

² Rapport de cadrage ITIE Tchad 2014

➤ *Approvisionnement de SRN*

Conformément au Mémorandum d'entente signé le 7 janvier 2018 entre l'Etat, la SHT, CNPCIC, Cliveden et la SRN, l'Etat et la SHT s'engagent vendre durant la période du 1er janvier 2018 jusqu'au 31 décembre 2023 entre 3,8 et 4,3 millions de barils à la raffinerie nationale (SRN) à un prix fixe (46,85 dollars). Les volumes sont imputés en priorité sur la redevance en nature et l'Interest Oil de la SHT(ETAT) dans le consortium CNPCI. Par ailleurs, selon les termes de l'accord, la SRN, qui est détenue à 60 % par CNPC, dédommage l'État à hauteur de 60 % de la différence entre les cours mondiaux et le prix fixé.

En 2019, les volumes livrés à SRN au titre de la redevance ont totalisé 4 millions de barils pour une valeur de 187,4 millions USD. Les modalités de règlement des ventes à SRN sont décrites au niveau de la section 4.9.3.3 du présent rapport.

(ii) Participation dans la société de transport TOTCO

TOTCO est la compagnie qui gère le pipeline du côté de la frontière tchadienne. Initialement le pipeline était destiné uniquement pour le transport du pétrole brut du Consortium Esso. A ce jour, tout le brut exporté par le Tchad est transporté par TOTCO.

TOTCO est une société de droit commun tchadien. Elle effectue le paiement de ses impôts en numéraire (FCFA ou USD) sur le compte du Trésor Public logé à la BEAC.

La structure du capital de la société TOTCO au 31 décembre 2019 se présente comme suit :

Tableau 31 Structure du capital de la société TOTCO

Actionnaires	% de Participation
Esso Pipeline Investments Ltd	40,19%
Doba Pipeline Investment Inc.	30,16%
SHT Overseas Petroleum (Chad) Limited	21,53%
Etat-puissance publique	8,12%

Les intérêts détenus par la SHT et l'Etat dans le capital de TOTCO correspondent à des participations libérées. Ils donnent un droit de vote et un droit aux bénéfices distribuables, sous la forme de perception de dividendes, proportionnellement au pourcentage d'intérêt détenu. Les dividendes perçus par l'Etat et la SHT au titre de 2019 sont détaillés en section 4.9.4.1.

(iii) Participation dans la société de transport COTCO

COTCO est la compagnie qui gère le pipeline du consortium Esso sur le territoire du Cameroun. Le pipeline débouche sur la mer et permet l'enlèvement du pétrole brut sur les tankers. COTCO est une société de droit camerounais. Par conséquent, elle n'est pas assujettie au paiement de l'impôt au Tchad.

La structure du capital de la société COTCO au 31 décembre 2019 se présente comme suit :

Tableau 32 Structure du capital de la société COTCO en 2019

Actionnaires	% de Participation
EXXON MOBIL CORPORATION	41,06%
Doba Pipeline Investment Inc.	29,77%
SNH (Cameroun)	5,17%
SHT Overseas Petroleum (Cameron) Limited	21,26%
Etat-Tchad	2,74%

Les intérêts détenus par la SHT et l'Etat dans le capital de COTCO correspondent à des participations libérées. Ils donnent un droit de vote et un droit aux bénéfices distribuables, sous la forme de perception de dividendes, proportionnellement au pourcentage d'intérêt détenu. Les dividendes perçus par l'Etat et la SHT au titre de 2019 sont détaillés en section 4.9.4.1.

4.7.2 Secteur minier

4.7.2.1 Cadre juridique

La participation de l'Etat est régie par les dispositions du Code Minier.

Sous l'ancien code (1995), il est stipulé qu'en cas de participation de l'Etat dans une société minière, la nature et les modalités de sa participation seront déterminés dans la convention minière.

La clause de participation de l'Etat dans les conventions minières n'est pas systématique. Les contrats¹ incluant cette clause prévoient une participation non contributive de 10% dès l'entrée en exploitation. Cette participation ne peut pas être diluée en cas d'augmentation de la capitale. En plus de cette participation, l'Etat peut, d'un commun accord avec les actionnaires, acquérir ou souscrire une participation additionnelle ne dépassant pas 20% du capital de la société.

Le nouveau Code Minier (2018) a instauré dans son article 380 une participation obligatoire de l'Etat dans les titres miniers d'exploitation ou dans les autorisations d'exploitation de carrière permanente. Cette participation est matérialisée par l'acquisition, à titre gratuit, de 12,5% du capital social des sociétés titulaires de ces titres et autorisations. Cette participation ne peut être diluée par des augmentations et/ou réductions éventuelles de capital. Elle est libre de toutes charges et aucune contribution, financière ou non, ne peut être demandée en contrepartie de l'Etat. Cette participation ne peut être cédée ou faire l'objet d'une sûreté quelconque.

En sus de la participation non contributive, l'Etat peut, d'un commun accord avec les actionnaires, acquérir ou souscrire dans les conditions du droit commun, une participation additionnelle ne dépassant pas 15% du capital social. Cette participation supplémentaire est cessible, y compris aux nationaux, et peut faire l'objet de sûretés². Pour l'exercice de ce droit, l'Etat dispose d'un droit de préemption sur toute cession de participation et d'un droit de priorité pour toute augmentation du capital. Le code prévoit que les modalités de la participation additionnelle devront être précisées dans un pacte d'actionnaires.

Le nouveau code prévoit également que participations ci-dessus seront gérées et détenues pour son compte par une société nationale créée à cet effet en vertu d'un prêt de consommation d'actions à durée indéterminée et à titre gratuit.

En dehors des participations en capital, la législation ne prévoit pas d'autres formes de participations pour l'Etat.

4.7.2.2 Participations de l'Etat dans les sociétés minières

Selon les données sur la structure du capital disponibles, l'Etat détient des participations dans le capital des deux sociétés suivantes opérant dans le secteur minier.

Tableau 33 Participations de l'Etat dans le capital des sociétés minières en 2019

Société	Activité	% de participation 2019	% de participation 2018
Société Nationale de Ciment du Tchad (SONACIM)	Cimenterie	92%	92%
Société Nationale des Mines et de la Géologie (SONAMIG)	Développement minier et gestion des participations	100%	100%

Les situations des participations de l'Etat acquises sous l'ancien Code et en application des dispositions des conventions minières et les revenus éventuels s'y rattachant n'ont pas été obtenus.

Il y a lieu de noter que selon le cadastre minier au 31 décembre 2019 communiqué par la DGTM, aucun titre minier d'exploitation ou autorisation d'exploitation de carrière permanente n'a été octroyé depuis la promulgation du nouveau Code Minier. Les dispositions du Code (2018) en matière de participations de l'Etat n'étaient pas donc effectives pour 2019.

¹ Convention d'exploitation de granite de Moito, Société Prestige Industrie et Construction (Août 2016)

² Article 382 du Code Minier (2018)

4.7.2.3 Entreprises d'Etat dans le secteur Minier

4.7.2.3.1 Définition

Conformément à l'exigence 2.6 de la [Norme ITIE 2019](#), le HCN-ITIE a identifié la SONACIM et la SONAMIG comme sociétés d'Etat dans le secteur minier.

4.7.2.3.2 Société Nationale de Ciment du Tchad (SONACIM)

La Société Nationale de Ciment du Tchad « SONACIM » est une société anonyme, créée par Assemblée Générale du 11 octobre 2011, spécialisée dans « la prospection, la recherche, le développement, la production, le transport, le stockage et la distribution de produits finis (ciments).

Le capital de cette société est de 500 000 000 FCFA entièrement libéré et il est détenu à 92% par l'Etat Tchadien et 8% par les communes. Cette société est dotée de la personnalité morale et de l'autonomie financière placée sous la tutelle du MPME.

La structure de son capital se détaille comme suit :

Tableau 34 Participation de l'Etat dans la SONACIM

Structure du capital de SONACIM	31/12/2019	31/12/2018
Gouvernement du Tchad	92%	92%
Commune de Pala	2%	2%
Commune de Léré	2%	2%
Commune de Fianga	2%	2%
Commune de Gounou Gaya	2%	2%
Total Général	100%	100%

La société a enregistré un déficit de 379 millions de FCFA en 2019 et affiche un report à nouveau déficitaire de 17,4 milliards de FCFA au 31 décembre de la même année. Ses revenus proviennent principalement de la vente du ciment sur le marché local. Selon les responsables de la société, la production est commercialisée au prix du marché.

La SGTCP n'a pas reporté de financements ou subventions accordées à la société au titre de 2019. Néanmoins, les états financiers de SONACIM affichent au niveau des capitaux propres une subvention d'investissement pour UN encours de 27,3 milliards de FCFA.

Sur le plan fiscal, la société est soumise au droit commun. Toutefois, seule la DGDDI a reporté des paiements au titre de droits et taxes douanières pour un total de 2,7 millions de FCFA en 2019.

En raison des difficultés et déficits accumulés, la SONACIM a pu obtenir du Ministère des Finances et du Budget en vertu d'un accord conclu le 12 Aout 2020 les avantages suivants:

- la prise en charge par l'Etat de tous les impôts et taxes directes y compris l'IS, les droits de douane à l'exception des prélèvements communautaires et les redevances statistiques pendant une durée de 2 ans ;
- la prise en charge de l'Etat des dettes fiscales de la SONACIM à la date de signature de l'accord. Selon les états financiers de la société, la dette fiscale était de 1,6 milliards de FCFA au 31 décembre 2019 ;
- une exonération de la TVA sur les achats locaux et importations ; et
- une exonération de la taxe spécifique sur les produits pétroliers.

Par ailleurs, les états financiers de la société affichent des paiements au titre de dons pour un montant de 58,2 millions FCFA. Les données sur la nature de ces dépenses et sur leurs bénéficiaires n'ont pas été communiquées.

Enfin, les états financiers de la société sont soumis à un audit externe annuel. Toutefois, les états financiers et les rapports d'audit ne sont pas publiés.

4.7.2.3.3 Société Nationale des Mines et de la Géologie (SONAMIG) :

La SONAMIG a été créée par la Loi N°011/PR/2018 du 20 juin 2018 portant ratification de l'ordonnance N°002/PR/2018 du 9 Février 2018, portant création de la société Nationale des Mines et de la Géologie (SONAMIG).

Le capital de cette société est de 10 000 000 FCFA détenu à 100% par l'Etat Tchadien. Selon le rapport d'audit de la société au titre de 2019, le quart de la valeur des apports en numéraires n'a pas été libéré au 31 décembre 2019.

La société est dotée de la personnalité juridique et de l'autonomie de gestion et placée sous la tutelle du MPME. Sur le plan fiscal, la société est soumise au droit commun.

La SONAMIG a pour missions de promouvoir le développement du secteur géologique et minier du Tchad. A ce titre elle :

- sert d'instrument de mobilisation de ressources nationales et extérieures au profit des recherches géologiques et minières ;
- concourt au financement des projets se rattachant au développement minier et collabore avec d'autres organismes intervenant dans le domaine des recherches géologiques et minières ;
- conçoit les projets des recherches minières et veille sur la mise en œuvre de ses projets ;
- veille sur la réalisation de l'inventaire minier au Tchad en collaboration avec les structures compétentes du Ministère en charge des Mines et de la Géologie ;
- veille sur l'ouverture ou la fermeture des carrières ;
- contribue à la mise en place d'un comptoir d'achat et d'un plan d'impact environnemental ;
- contribue à l'élaboration des conventions minières ; et
- bénéficie d'un titre minier pour la recherche et l'exploitation des substances minérales.

Les Ressources de la SONAMIG sont constituées de¹ :

- subventions et autres apports de l'Etat ;
- prélèvement de 10% des recettes minières (taxe sur les granulats et taxe sur l'orpaillage)² ;
- dons, legs et emprunts ; et
- toutes autres ressources provenant de ses activités ou qui viendraient à lui être affectées par la Loi des Finances.

Selon les états financiers 2019, la SONAMIG a comptabilisé parmi ses revenus une subvention d'exploitation pour un montant de 650 000 000 FCFA dont 500 000 000 FCFA ont été recouverts en 2019. Les comptes de la société n'affichent pas de revenus recouverts au titre des prélèvements de 10% des recettes minières ou d'emprunts contractés au cours de la même période. De même, les actifs de la société n'indiquent pas la détention de titres de participation dans le capital d'autres sociétés au 31 décembre 2019.

Enfin, les états financiers de la société sont soumis à un audit externe annuel. Toutefois, les états financiers et les rapports d'audit ne sont pas publiés.

¹ Article 5 de l'ordonnance n°002/PR/2018 portant création de la SONAMIG

² Arrêté n°042/PR/PC/PM/MFB/SG/DGSBI/2021 du 5 juillet 2021

4.8 Production et Exportation

4.8.1 Production

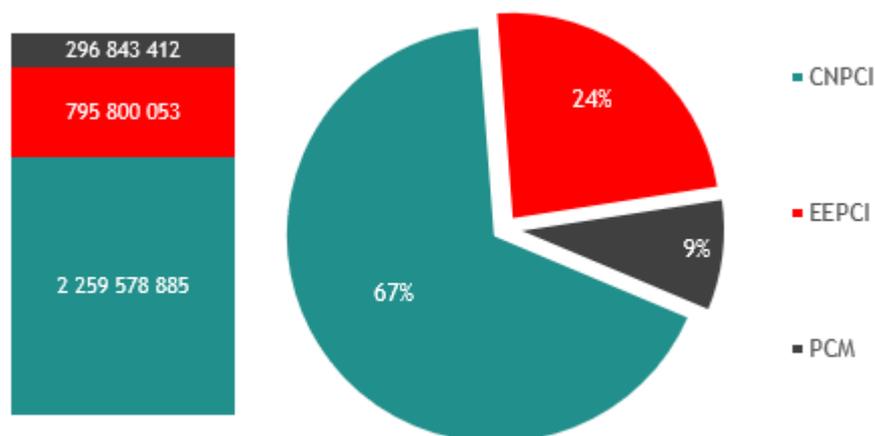
4.8.1.1 Secteur des hydrocarbures

Sur la base des données de SHT, la production de pétrole globale pour l'année 2019 a atteint 52 379 250 barils en 2019 contre 46 461 468 en 2018¹ soit une augmentation de 11%. Le détail la production par champ se présente comme suit:

Tableau 35 Production de pétrole brut par champ en 2019

Consortium	Contrat	Champs	Production 2019 (en bbl)	Valorisation 2019 (en Millions USD) ²
EEPCI	Convention 1988	Komé (CS+ CI)	5 362 740	343 210 277
EEPCI	Convention 1988	Bolobo	2 429 470	155 483 777
EEPCI	Convention 1988	Miandoum	2 013 630	128 870 411
EEPCI	Convention 1988	Moundouli	1 069 480	68 445 706
EEPCI	Convention 1988	Nya	513 530	32 865 433
EEPCI	Convention 2004	Maikeri	910 230	58 253 857
EEPCI	Convention 2004	Timbré	135 480	8 670 592
CNPCI	Convention 1999	Boabab	14 046 379	898 954 942
CNPCI	Convention 1999	Daniela	4 335 302	277 455 219
CNPCI	Convention 1999	Raphia	7 179 260	459 465 835
CNPCI	Convention 1999	Prosopis	1 560 709	99 883 897
CNPCI	Convention 1999	Rônier	1 109 837	71 028 515
CNPCI	Convention 1999	Mimosa	624 284	39 953 584
CNPCI	Convention 1999	Lenea	5 826 646	372 899 821
CNPCI	CPP 2014	PSC	624 026	39 937 072
PCM	CPP 2011	Mangara	1 606 165	102 793 038
PCM	CPP 2011	Badila	3 032 082	194 050 374
		Total	52 379 250	3 352 222 350

Figure 8 La production de pétrole brut par Consortium en 2019



1 <https://eiti.org/fr/document/rapport-itie-2018-du-tchad>

2 La valeur de la production est calculée sur la base du prix moyen de vente (soit 63,999 USD)

Le Tchad ne produit pas de gaz à usage commercial.

4.8.1.2 Secteur minier

Sur la base des données de la DGTM, la production minière au titre de 2019 se détaille comme suit :

Production d'Or¹

Sociétés	Période	Province	Unité	Production	
				Volume	Valeur ² en USD)
Orpailleurs	2019	Mayo-Kebbi- Ouest	kg	14,469	777 308
Total				14,469	777 308

Production du Ciment³

Sociétés	Période	Substance	Unité	Production	
				Production	Valeur en USD)
SONACIM	2019	Ciment 32.5	Tonne	36 164	NC
OSONACIM	2019	Ciment 42.5	Tonne	1 896	NC
Total				38 059	NC

Production des autres substances minières⁴

N°	Sociétés	Autorisations d'exportations d'échantillons (Qualités)	Quantité en Volume (Kg)	Quantité en Valeur
1	ENZO-LOUNA Sarl	Pierres volantes	22	NC
2	Société DOUNIA	Pierres volantes	0,1	NC
3	Société Toumaï Minière	Pierres volantes	1	NC
4	Société MIA Sar	Pierres volantes	1	NC
5	Société d'Energie Renouvelable	Pierres volantes	0,5	NC
6	MHT Korom Issaka	Quartz	2	NC
7	Société SOGEM	Roches quartiques et Sables	492 500	NC
8	Société GOLD TCHAD (SGT)	Gypses	3	NC
9	Société CIMAF	MSA/Rhyolite	15	NC
10	Société CIMAF	MSA/Rhyolite	15	NC
11	Société RAZELTCHAD	Sables	660	NC
12	Société Yicom/MICO/SONAMIG	Roches : schistes, Amphibolites filon quartique	14	NC
13	SONAMIG	Roches et Sols	4	NC

1 Source : déclaration DGTM

2 <https://www.gold.fr/news/2020/01/09/2019-une-année-en-or/#:~:text=Le%20m%C3%A9tal%20jaune%20repasse%20au,2.31%25%20en%20euros%20en%20d%C3%A9cembre.>

3 Rapport de Gestion SONACIM 2019

4 Source : déclaration DGTM

4.8.2 Exportation

4.8.2.1 Secteur des Hydrocarbures

Les exportations de pétrole brut au titre 2019 ont atteint un volume total 47 252 500 barils pour une valeur de 3,011 milliards USD dont le détail se présente comme suit :

Tableau 36 Exportations de pétrole brut par consortium et par pays de destination 2019¹

Sociétés	Unité	Pays de destination	Quantité (en Bbls)	Valeur (en USD)
ESSO	Barils	INDE	951 078	63 750 758
	Barils	Malaisie	949 752	60 204 779
	Barils	France	949 183	57 719 818
	Barils	USA	904 667	60 160 356
PETRONAS	Barils	Malaisie	952 990	69 368 142
	Barils	Chine	950 563	59 419 693
	Barils	Emirats Arabe Unis	950 848	55 691 167
	Barils	NC	952 885	49 816 828
SHT (y compris SHT PCCL)	Barils	Chine	952 041	54 029 288
			260 114	
	Barils	Emirats Arabe Unis	260 000	60 480 301
			430 000	
			951 114	60 543 956
	Barils	LOME, TOGO	953 174	54 414 823
	Barils	Inde	990 851	62 023 306
	Barils	Malaisie	1 860 536	116 082 525
	Barils	Pays Bas	1 826 104	114 371 978
	Barils	République de Corée	950 423	53 075 422
CNPCI / CLIVDEN	Barils	Malaisie	5 587 576	365 184 778
	Barils	Emirats Arabe Unis	5 704 999	365 475 124
	Barils	Chine	4 800 556	315 564 347
	Barils	Pays Bas	3 729 022	242 860 896
	Barils	USA	2 854 239	180 955 866
	Barils	Bahamas	951 682	63 267 819
	Barils	Inde	1 903 160	
	Barils	NC	477 234	183 643 338
	Barils	NC	477 233	
	PCM	Barils	INDE	950 223
Barils		Allemagne	948 201	58 921 210
Barils		TOGO (LOME for order)	951 471	59 695 291
Barils		PAYS BAS	920 581	60 914 845
Total			47 252 500	3 010 588 928

¹ Source DGTP

Le total des valeurs d'exportations présente un total de 3 043 millions USD en 2019 contre 3 026 millions USD en 2018 (soit une augmentation de 1%)

Figure 9 Exportations détaillées par consortium (En barils)

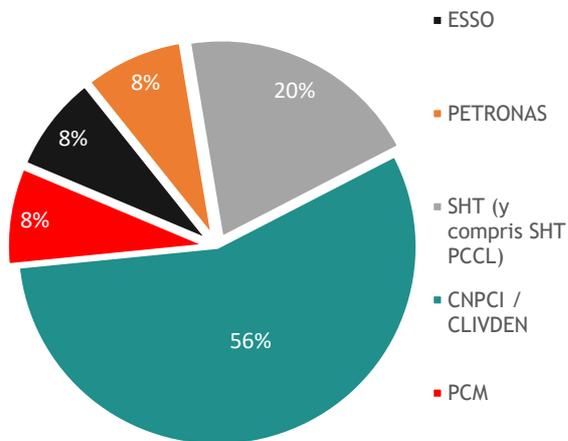
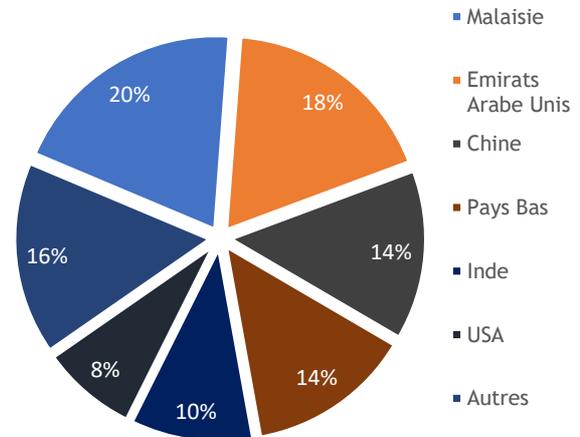


Figure 10 Exportations détaillées par pays de destination (En barils)



4.8.2.2 Secteur Minier

Selon les données de la DGTM et la DGDDI, le Tchad n'a pas exporté de produits miniers en 2019.

Néanmoins, selon la Base de données Comtrade issue des déclarations d'importation des pays, les Emirats Arabes Unis ont reportés des importations de 6,9 tonnes d'or en provenance du Tchad pour une valeur 251,9 millions USD au titre de l'année 2019. Il n'est pas clair toutefois si ces volumes correspondent à une production locale ou à de l'or produit dans les pays limitrophes et ayant transité par le Tchad.

4.9 Revenus du secteur extractif

4.9.1 Revenus en numéraire

Tous les revenus du secteur extractif sont collectés en numéraire à l'exception revenus en nature revenant à l'Etat du secteur des hydrocarbures dans le cadre des contrats de concession et des contrats de partage de production. Le détail des flux de paiement en numéraire du secteur extractif est présenté dans la section 3.1.2 du présent rapport.

Les paiements en numéraire sont recouverts principalement par les régies financières qui sont la DGI, la DGDID et la DGTCP. Les modalités de recouvrement et d'affectation des revenus sont présentées dans la section 4.10.2 du présent rapport.

Les revenus en numéraire générés par le secteur extractif au titre de 2019 sont détaillés en section 5 du présent rapport.

4.9.2 Revenus en nature

4.9.2.1 Revenus en nature

Dans le contexte du Tchad, les revenus perçus en nature se rapportent uniquement aux parts de production l'Etat et de SHT dans les contrats pétroliers au titre de la fiscalité et des intérêts dont le détail par flux et par nature de contrat se présente comme suit :

Flux/Type de contrat	Contrat de concession (CC)	Contrat de partage de production (CPP)
Redevance sur la production	✓	✓
Profit oil/Interest Oil	✓	✓
Tax Oil		✓

La définition de ces flux et les modalités de leur liquidation sont présentées en section 4.2.1.3 du présent rapport.

Les parts de production reçues par l'Etat et SHT en 2019 a totalisé un volume de 13 080 947 barils. La situation du partage de production en 2019 détaillée par projet se présente comme suit :

Tableau 37 Partage de la production pétrolière en 2019

Consort	Contrat	Champs	Production 2019 (en bbl)	Partage de la production 2019 (en bbl)					
				Redevance sur production (1)	Tax oil (2)	Interest Oil SHT (ETAT) (3)	Interest Oil SHT PCCL (4)	Total part Etat	Part autres contractants
EEPCI	Convention 1988	Komé (CS+ CI)	5 362 740	670 343			1 173 099	1 843 442	3 519 298
EEPCI	Convention 1988	Bolobo	2 429 470	303 684			531 447	835 130	1 594 340
EEPCI	Convention 1988	Miandoum	2 013 630	251 704			440 482	692 185	1 321 445
EEPCI	Convention 1988	Moundouli	1 069 480	133 685			233 949	367 634	701 846
EEPCI	Convention 1988	Nya	513 530	64 191			112 335	176 526	337 004
EEPCI	Convention 2004	Maikeri	910 230	129 708			195 131	324 838	585 392
EEPCI	Convention 2004	Timbré	135 480	19 306			29 044	48 349	87 131
CNPCI	Convention 1999	Boabab	14 046 379	1 755 797		1 229 058		2 984 856	11 061 523
CNPCI	Convention 1999	Daniela	4 335 302	541 913		379 339		921 252	3 414 050
CNPCI	Convention 1999	Raphia	7 179 260	897 408		628 185		1 525 593	5 653 668
CNPCI	Convention 1999	Prosopis	1 560 709	195 089		136 562		331 651	1 229 058
CNPCI	Convention 1999	Rônier	1 109 837	138 730		97 111		235 840	873 997
CNPCI	Convention 1999	Mimosa	624 284	78 035		54 625		132 660	491 623
CNPCI	Convention 1999	Lenea	5 826 646	728 331		509 832		1 238 162	4 588 484
CNPCI	CPP 2014	PSC	624 026	88 924	64 212	24 080		177 216	446 810
PCM	CPP 2011	Mangara	1 606 165	228 879	165 274	37 187		431 340	1 174 825
PCM	CPP 2011	Badila	3 032 082	432 072	312 001	70 200		814 273	2 217 809
		Total	52 379 250	6 657 796	541 488	3 166 178	2 715 485	13 080 947	39 298 303

Source : SHT

1) Les redevances sur production collectées par la SHT dans le cadre des contrats d'exploitations à savoir :

- le consortium de Doba 12,5% pour le contrat de 1988 et 14,25% pour le contrat de 2004 ;
- le consortium de CNPCI 12,5% ; et
- le consortium de PCM 14,25%.

(2) Les Tax Oil collectés par la SHT dans le cadre du CPP exploité par le consortium de PCM équivalente à 40% de la production après déduction des redevances sur production et des coûts partagés plafonnés à 70% ; et

(3) L'Interest Oil (Profit Oil) de la SHT (Etat) s'élève à 15% dans le consortium PCM et 10% dans le consortium CNPCI.

(4) L'Interest Oil (Profit Oil) de la SHT PCCL dans le CC exploité par le consortium de Doba s'élevant à 25% (QP racheté auprès de Chevron).

4.9.2.2 Revenus des ventes

La SHT a conclu un contrat commercial le 24 septembre 2012 avec la société Glencore Energy UK Ltd en vertu duquel la société s'engage à mettre à sa disposition une certaine quantité de pétrole brut et Glencore s'engage à acheter, enlever, et payer ce pétrole brut. Le prix de vente appliqué est la moyenne des cotations du Brent publié par la « Platts Crude Oil Marketwire » sur les 5 ou 10 jours précédant la date de cession.

A partir de la conclusion de cet accord, toute la production revenant à l'Etat et à la SHT est commercialisée par Glencore Energy UK Ltd sur le marché international, à l'exception de la production vendue directement par SHT à la raffinerie nationale (SRN) à un prix fixe de 46,85 dollars/baril.

Les volumes commercialisés en 2019 au titre des parts de production de l'Etat au cours de 2019 ont totalisé 13 434 356 barils pour une valeur brute de 762 421 587 USD dont le détail par cargaison est présenté comme suit :

Tableau 38 Etat des enlèvements effectués en 2019 en bbl

Date d'enlèvement	REF Cargaison	Expéditeur	Consort	Volume net en bbl	PU	Valeur en US\$	Affectation				Acheteur	Pays de destination		
							ETAT (Redevance & Tax Oil)		SHT (ETAT)				SHT PCCL	
							Volume	Valeur (US\$)	Volume	Valeur (US\$)			Volume	Valeur (US\$)
01/02/2019	750	SHT	Esso	80 291	56,75	4 556 595	80 291	4 556 596					GLENCORE	CHINA
			PCM	84 306	56,75	4 784 451	84 306	4 784 452					GLENCORE	CHINA
			CNPCIC	217 606	56,75	12 349 360			217 606	12 349 358			GLENCORE	CHINA
			Esso	116 618	56,75	6 618 189	129 758	7 363 899					GLENCORE	CHINA
			PCM	129 758	56,75	7 363 898	116 618	6 618 191					GLENCORE	CHINA
			CNPCIC	316 058	56,75	17 936 611			316 058	17 936 608			GLENCORE	CHINA
			Nc	7 404	56,75	420 184			7 404	420 184			GLENCORE	CHINA
10/03/2019	755	SHT	Esso	949 741	62,74	59 588 643				949 741	59 588 643	GLENCORE	MALAYSIA	
10/04/2019	759	SHT	Esso	430 000	67,77	29 142 851	430 000	29 142 820					GLENCORE	FUJAIH, UAE
			PCM	260 000	67,77	17 621 259	260 000	17 621 240					GLENCORE	FUJAIH, UAE
			CNPCIC	260 113	67,77	17 628 917			260 113	17 628 966			GLENCORE	FUJAIH, UAE
30/05/2019	766	SHT	Esso	101 922	63,77	6 499 770	101 922	6 499 770					GLENCORE	ROTTERDAM,NET HERLANDS
			PCM	120 000	63,77	7 652 640	120 000	7 652 640					GLENCORE	ROTTERDAM,NET HERLANDS
			CNPCIC	700 000	63,77	44 640 400			700 000	44 640 400			GLENCORE	ROTTERDAM,NET HERLANDS
22/07/2019	773	SHT	Esso	990 851	62,60	62 023 306				990 851	62 023 306	GLENCORE	RELIANCE TERMINAL SIKKA PORT	
27/08/2019	778	SHT	Esso	340 000	57,09	19 409 920	340 000	19 409 920					GLENCORE	LOME, TOGO
			PCM	250 000	57,09	14 272 000	250 000	14 272 000					GLENCORE	LOME, TOGO
			CNPCIC	363 174	57,09	20 732 877			363 174	20 732 877			GLENCORE	LOME, TOGO
15/10/2019	784	SHT	Esso	100 000	61,47	6 146 900	100 000	6 146 900					GLENCORE	ROTTERDAM,NET HERLANDS
			PCM	100 000	61,47	6 146 900	100 000	6 146 900					GLENCORE	ROTTERDAM,NET HERLANDS
			CNPCIC	704 182	61,47	43 285 363			704 182	43 285 363			GLENCORE	ROTTERDAM,NET HERLANDS
05/11/2019	787	SHT	Esso	190 000	55,84	10 610 360	190 000	10 610 360					GLENCORE	SOUTH KOREA
			PCM	235 423	55,84	13 146 962	235 423	13 146 962					GLENCORE	SOUTH KOREA
			CNPCIC	525 000	55,84	29 318 100			525 000	29 318 100			GLENCORE	SOUTH KOREA
01/12/2019	791	SHT	Esso	951 114	59,54	56 631 230				951 114	56 631 230	GLENCORE	FUJAIH, UAE	
25/12/2019	794	SHT	Esso	200 000	62,03	12 405 404	200 000	12 405 404					GLENCORE	MALAYSIA
			PCM	240 000	62,03	14 886 485	240 000	14 886 485					GLENCORE	MALAYSIA
			CNPCIC	470 795	62,03	29 202 012	470 795	29 202 012					GLENCORE	MALAYSIA

Date d'enlèvement	REF Cargaison	Expéditeur	Consort	Volume net en bbl	PU	Valeur en US\$	Affectation						Acheteur	Pays de destination
							ETAT (Redevance & Tax Oil)		SHT (ETAT)		SHT PCCL			
							Volume	Valeur (US\$)	Volume	Valeur (US\$)	Volume	Valeur (US\$)		
01/01/2019	NA	SHT	CNPCIC	379 650	46,85	17 786 625	379 650	17 786 625					SRN	TCHAD
02/01/2019	NA	SHT	CNPCIC	325 557	46,85	15 252 363	325 557	15 252 363					SRN	TCHAD
03/01/2019	NA	SHT	CNPCIC	189 644	46,85	8 884 814	189 644	8 884 814					SRN	TCHAD
04/01/2019	NA	SHT	CNPCIC	294 742	46,85	13 808 649	294 742	13 808 649					SRN	TCHAD
05/01/2019	NA	SHT	CNPCIC	441 639	46,85	20 690 787	441 639	20 690 787					SRN	TCHAD
06/01/2019	NA	SHT	CNPCIC	452 759	46,85	21 211 762	452 759	21 211 762					SRN	TCHAD
07/01/2019	NA	SHT	CNPCIC	408 593	46,85	19 142 583	408 593	19 142 583					SRN	TCHAD
08/01/2019	NA	SHT	CNPCIC	387 779	46,85	18 167 467	387 779	18 167 467					SRN	TCHAD
09/01/2019	NA	SHT	CNPCIC	140 588	46,85	6 586 570	140 588	6 586 570					SRN	TCHAD
10/01/2019	NA	SHT	CNPCIC	377 499	46,85	17 685 807	377 499	17 685 807					SRN	TCHAD
11/01/2019	NA	SHT	CNPCIC	367 617	46,85	17 222 841	367 617	17 222 841					SRN	TCHAD
12/01/2019	NA	SHT	CNPCIC	233 932	46,85	10 959 732	233 932	10 959 732					SRN	TCHAD
Total				13 434 356		762 421 587	7 449 113	397 866 551	3 093 537	186 311 857	2 891 706	178 243 179		

Source : SHT

Selon le [rapport](#) « Payments to Governments Report 2019 » de Glencore , les enlèvements exportés et recouverts au cours de 2019 ont totalisé un volume de 8,5 millions de barils pour une valeur de 516 126 646 USD dont le détail se présente comme suit :

Tableau 39 Etat des enlèvements de pétrole brut destinés à l'exportation et recouverts en 2019

Contrepartie	Port de chargement	Acheteur	Volume (000 bbl)	Valeur (USD)	Cours	Grade	Incoterm	Date de facturation
SHT	Kome Kribi Terminal	Glencore Energy UK Ltd	950,84	54 230 189	57,0	DOBA	FOB	29.Nov.18
SHT	Kome Kribi Terminal	Glencore Energy UK Ltd	952,04	54 029 289	56,8	DOBA	FOB	01.Feb.19
SHT	Kome Kribi Terminal	Glencore Energy UK Ltd	949,74	59 588 643	62,7	DOBA	FOB	09.Mar.19
SHT	Kome Kribi Terminal	Glencore Energy UK Ltd	950,11	64 393 026	67,8	DOBA	FOB	10.Apr.19
SHT	Kome Kribi Terminal	Glencore Energy UK Ltd	921,92	58 792 810	63,8	DOBA	FOB	30.May.19
SHT	Kome Kribi Terminal	Glencore Energy UK Ltd	990,85	62 023 306	62,6	DOBA	FOB	22.Jul.19
SHT	Kome Kribi Terminal	Glencore Energy UK Ltd	953,17	54 414 797	57,1	DOBA	FOB	15.Oct.19
SHT	Kome Kribi Terminal	Glencore Energy UK Ltd	904,18	55 579 163	61,5	DOBA	FOB	15.Oct.19
SHT	Kome Kribi Terminal	Glencore Energy UK Ltd	950,42	53 075 422	55,8	DOBA	FOB	05.Nov.19
			8 523,27	516 126 646				

En vertu des accords conclus par l'Etat avec Glencore et SRN, la vente des parts de production revenant à l'Etat et SHT sont affectée comme suit :

❖ **Ventes à SRN**

Jusqu'à 4,3 millions de barils sont vendus à la raffinerie nationale (SRN) à un prix fixe (46,85 dollars). La contrepartie des ventes est allouée au paiement des coûts de transport, à l'achat de produits raffiné pour la production d'électricité et le montant restant revient au Trésor. Pour 2019, la SHT n'a pas communiqué le détail du règlement des 4 millions de barils livrés à SRN pour une valeur de 187 399 999 USD. Le détail de l'accord conclut avec SRN est présenté dans la [section 4.9.3.3](#).

❖ **Ventes à Glencore**

La quantité restante du pétrole de l'État est livrée à Glencore pour vente sur le marché international. Les recettes pétrolières sont versés dans le compte séquestre offshore Citibank et sont affectées en priorité au paiement des coûts de transport, des coûts pétroliers et du service de la dette Glencore.

Les revenus nets après déduction des coûts ont totalisé un montant de 226 104 750 USD (soit l'équivalent de 132,72 milliards de FCFA) dont le détail de calcul se présente comme suit :

	Montant en USD	Commentaire
Revenus de vente recouverts en 2019¹	516 126 646	
Coûts de transport ²	67 539 982	La Quote-Part sur les coûts de transport : il s'agit des coûts facturés par les sociétés de transport (TOTCO et COTCO) en contre partie du transport des parts de la SHT en pétrole brut des champs pétroliers au Tchad vers le port de Kribi au Cameroun. Ces couts sont facturés sur une base mensuelle et sont réglés par Glencore à partir du compte séquestre sur instruction de la SHT.
Coûts pétroliers/Cash Call ³	127 803 751	Il s'agit de quote-part de SHT dans les coûts pétroliers, supportés par les opérateurs puis refacturés à la SHT proportionnellement aux intérêts détenus par celle-ci dans les consortiums ESSO (25%) et CNPC (10%). Ces cash calls sont facturés par les opérateurs sur une base mensuelle et réglés par Glencore à partir du compte séquestre sur instruction de SHT

¹¹ Source : « Payments to Governments Report 2019 » Glencore

² Source : SHT

³ Ibid.

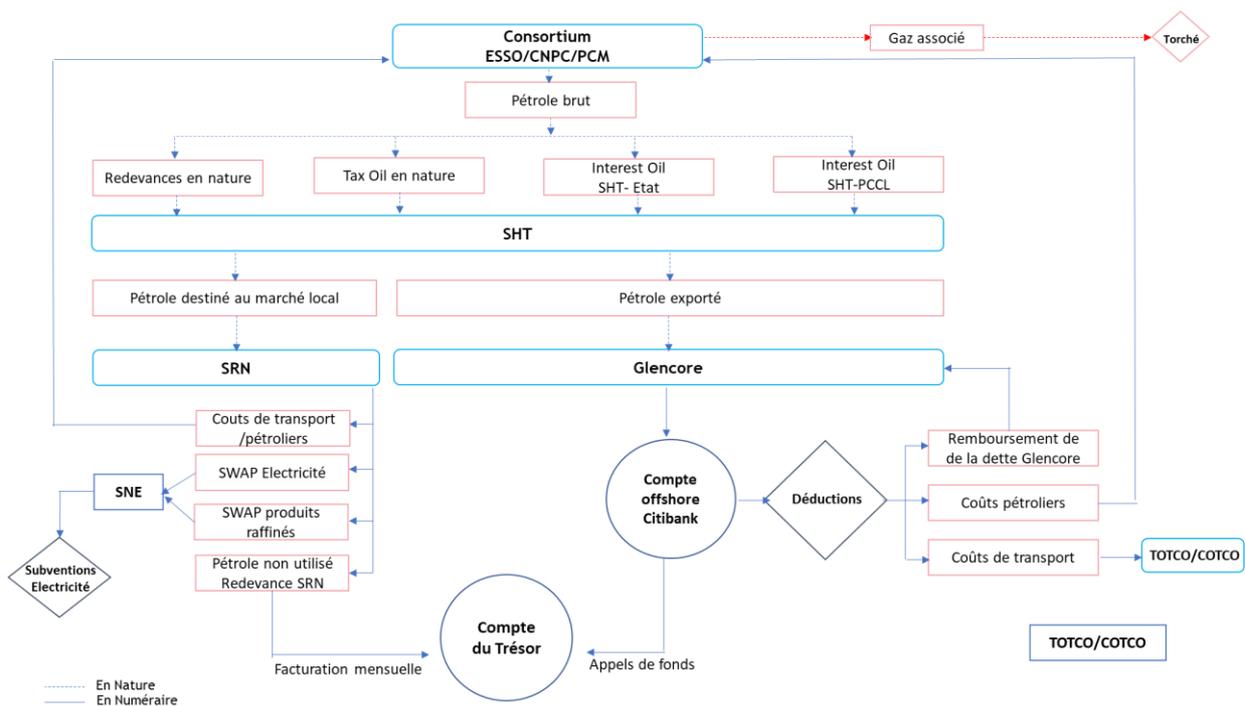
	Montant en USD	Commentaire
Service de la dette Glencore ¹	94 678 163	Il s'agit des échéances de remboursement dans le cadre de l'accord de prépaiement de 2018 ainsi que les frais de restructuration de la dette contractée auprès de Glencore Energy UK. Le détail de l'accord est décrit dans la section 4.9.3.2. La SHT n'a pas reporté de remboursements au titre de 2019. Néanmoins, selon les données du MFB ² , le service de la dette Glencore ont atteint un montant de 55 453 millions de FCFA (94,7 millions USD) au titre 2019 dont 24 136 millions de FCFA au titre du remboursement des intérêts.
Total des coûts déduits	290 021 896	
Revenus nets 2019	226 104 750	

Le ministère des Finances procède ensuite au transfert des recettes pétrolières nettes sur le compte du Trésor à la BEAC. Les rapatriements effectués au titre de 2019 ont totalisé un montant de 235 190 000 USD (soit l'équivalent de 137 218 197 239 FCFA) dont le détail se présente comme suit :

Tableau 40 Rapatriements des revenus directs pétroliers sur le compte du trésor en 2019

N° appel de fonds	Date	Montant en USD
106	22/01/2019	68 000 000
107	24/04/2019	13 000 000
108	13/05/2019	31 190 000
109	13/08/2019	73 000 000
110	09/10/2019	50 000 000
Total		235 190 000

Figure 11 Recouvrement des revenus directs pétroliers



¹ Source : Note sur le secteur pétrolier au quatrième trimestre 2019 N° 11 , MFB

² Note sur le secteur pétrolier au quatrième trimestre 2019 N° 11

4.9.3 Fournitures d'infrastructures et accords de troc

4.9.3.1 Définition

La réglementation Tchadienne ne prévoit pas une définition pour les accords de troc. Le HCN-ITIE a considéré les accords de troc comme tout accord ou convention afférent à la fourniture de biens et de services (y compris d'éventuels prêts, subventions ou travaux d'infrastructure) en échange - partiel ou total - de concessions pour la prospection ou l'exploitation de pétrole, de gaz ou de minerais, ou pour la livraison physique de telles matières premières. Il s'agit notamment de :

- des accords fournissant une infrastructure en échange de licences minières, pétrolières ou gazières ;
- des accords fournissant une infrastructure en échange de livraisons futures de matières premières pétrolières, gazières ou minières ;
- des accords octroyant des prêts en échange de livraisons futures de matières premières pétrolières, gazières ou minières ; et
- des accords couvrant l'échange de matières premières pétrolières, gazières et minières selon lesquels les revenus en nature de l'État provenant de matières premières pétrolières, minières et gazières sont échangés contre d'autres types de matières premières.

La récupération des coûts pétroliers sous forme de part de production par les contractants dans le cadre des contrats pétroliers n'a pas été considérée comme un accord de troc.

Conformément à cette définition, les deux accords suivants ont été considérés comme accords de troc :

- Accord de prépaiement Glencore adossé sur les actifs pétroliers de l'Etat ;
- SWAP du pétrole brut contre produits raffinés et électricité avec SRN ; et
- Dette SRN adossée au pétrole brut.

Ces accords sont décrits dans les sections 4.9.3.2, 4.9.3.3 et 4.9.3.4.

4.9.3.2 Dette Glencore adossée au pétrole

(i) Conditions de l'accord de prépaiement

La SHT a contracté pour le compte de l'Etat deux accords de préfinancements en 2013 et 2014, auprès de Glencore et un syndicat d'institutions financières, qui ont fait l'objet d'une restructuration en 2015 puis en 2018. Ces prépaiements ont été accordés et garantis par la livraison de pétrole brut dans les conditions suivantes :

Tableau 41 Conditions de la dette Glencore

	Convention de prépaiement 2013 ¹	Convention de prépaiement 2014 ²	Convention de prépaiement 2015 ³	Convention de prépaiement 2018 ⁴
Objet	Avances sur ventes futures de pétrole brut pour le financement du budget de l'Etat	Financement de l'achat des actifs de Chevron	Restructuration des dettes non remboursées dans le cadre des conventions 2013 et 2014	Restructuration des dettes non remboursées dans le cadre de la convention 2015
Garantie	Recettes pétrolières de l'Etat	Recettes pétrolières de l'Etat	Recettes pétrolières de l'Etat	Recettes pétrolières de l'Etat
Date de conclusion	7 mai 2013 (amendé le 7 août 2013)	30-avr-14	02-déc-15	28-juin-18
Montant	600 000 000 US\$	1 450 000 000 US\$	1 448 267 719 US\$	1 287 808 478 US\$
Frais		Frais contractuels : 75 790 824 US\$	-Frais d'extension de la convention 2014 : 33 865 205 US\$ -Frais d'arrangement de la convention 2013 : 3 278 083 US\$ - Frais d'agent : 0,5% du par an sur le montant en principal restant dû, payable à chaque livraison d'une cargaison.	-Frais d'agent : 600 000 US\$/an - Coûts relatifs à l'ouverture par la société Glencore Energy UK des comptes de la transaction et leurs fonctionnements - 50% des frais de vols réguliers et d'hébergement encourus par la société Glencore Energy UK pour les besoins des réunions tenues au siège social du Bénéficiaire de la SHT à N'Djamena

¹ Rapport ITIE 2018

² <http://itie-tchad.org/wp-content/uploads/2018/06/Convention-de-pr%C3%A9paiement-entre-la-SHT-et-Glencore-Energy-UK-L.pdf>

³ Rapport ITIE 2018

⁴ [Loi de finances 2019](#)

	Convention de prépaiement 2013 ¹	Convention de prépaiement 2014 ²	Convention de prépaiement 2015 ³	Convention de prépaiement 2018 ⁴
Intérêt contractuel	Libor + 6,625% par an	Libor + 6,6% par an	Libor + 6,75% par an	2018 à 2021 : Libor + 2% par an ; à partir de 2022 : Libor + 3% par an
Pénalités	2%			intérêt Reportable : - 2,00% par an payable via le mécanisme départage de l'excédent (cash sweep) - La portion non-payée sera différée, accumulée sur base annuelle et non capitalisée. Le remboursement de ces sommes interviendra après remboursement de tous les montants dus au titre du principal
Modalités de remboursement	2 ans	70% des recettes pétrolières de l'Etat sont prélevées pour le remboursement	- 100% du produit net des cargaisons de participation et - 70% du produit net des cargaisons-redevances sont alloués au service de la dette (principal et intérêts) - 30% restant du produit net des cargaisons-redevances sont appliqués en priorité au paiement des frais d'agence et des frais de restructuration de la dette Amortissement minimum contractuel de l'ordre de 225-275 millions US\$ par an entre 2018 et 2022	9 ans avec une période de grâce de 2 ans. (Voir échéancier en bas du tableau) (Demeurera en vigueur jusqu'au remboursement de l'intégralité des montants dus au litre du contrat de prépaiement)
Quantité minimum de volumes livrés à Glencore			. 4 cargaisons minimum par trimestre (tout manquement entraînant un cas de défaut au titre du contrat de prépaiement)	Aucune condition de volume minimum livré
Durée	2 ans	Demeurera en vigueur jusqu'au remboursement de l'intégralité des montants dus au litre du contrat de prépaiement	Contrat commercial en vigueur jusqu'à la dernière des trois dates suivantes : - le 30 juin 2023 (soit 6 mois après maturité du contrat de prépaiement) - le remboursement intégral du contrat de prépaiement 2015 - Livraison de 120 cargaisons	Demeurera en vigueur jusqu'au remboursement de l'intégralité des montants dus au litre du contrat de prépaiement
Encours non remboursé au 31/12/2015	93 659 522 US\$	1 354 608 197 US\$		
Encours non remboursé au 31/12/2017			Principal et intérêt : 1 269 414 349 US\$ Frais : 18 394 129 US\$	
Encours non remboursé au 31/12/2018				1 198 013 776 US\$ ¹

¹ Rapport ITIE 2018

(ii) Echancier de remboursement de la convention de prépaiement 2018

Les remboursements du prépaiement se présente comme suit :

Année	Echancier de remboursement du principal USD (1) (2)	Taux de remboursement
2018		
2019		
2020	83 707 551	6%
2021	109 463 721	8%
2022	135 219 890	11%
2023	141 658 933	11%
2024	141 658 933	11%
2025	160 976 060	13%
2026	193 171 272	15%
2027	321 952 119	25%
Total	1 287 808 479	

(1) Si les produits nets sont insuffisants pour payer les intérêts obligatoires et l'amortissement obligatoire de la dette, le remboursement du montant en principal ou intérêt impayé sera différé.

Pour chaque année entre 2021 et 2026, si la moyenne du prix du baril payé par Glencore est inférieure à 42 USD, la SHT aura le droit de différer un montant maximal de 12,5 millions USD autrement dû durant cette période.

En 2027, la SHT aura le droit de différer le montant de remboursement en principal restant dû durant cette période si nécessaire pour assurer la soutenabilité de la dette de la République du Tchad. Le montant total du principal ainsi différé sera plafonné à 75 millions USD et ne pourra entraîner une extension de la maturité de plus de 2 ans.

(2) Cash Sweep : la SHT doit effectuer des paiements annuels additionnels (en sus des remboursements de la dette dont l'échéancier est présenté ci-dessus), sous conditions que les prix de baril brut dépassent un certain seuil.

Le montant du partage de l'excédent se déclenche dès que le prix moyen annuel du pétrole brut excède 57 USD par baril en 2018, 56 USD par baril en 2019, 55 USD par baril en 2020, 54 USD par baril en 2021 et 53,5 USD par baril à partir de 2022.

- Montant d'amortissement additionnel :
 - 2018 et 2019 : 5,00% par an sur le montant du partage de l'excédent, et
 - 2020 à 2027 : 2,50% par an sur le montant du partage de l'excédent.
- Paiement des intérêts reportables :

2,00% d'intérêts par an sur le montant de l'amortissement additionnel.

- Répartition de l'excédent :
 - De 2018 à 2021 : d'abord au paiement du montant d'amortissement additionnel, ensuite 60% pour l'Etat/SHT et 40% au service de la dette, et
 - A partir de 2022 : d'abord au paiement du montant d'amortissement additionnel, ensuite 50% pour l'Etat/SHT et 50% au services de la dette .

(iii) Remboursement du prépaiement en 2019

D'après les données communiquées par la SHT, aucun remboursement n'a eu lieu en 2019 au titre de la dette Glencore.

Néanmoins, selon les états financiers de la SHT, l'encours de la dette Glencore a diminué de 8,9 milliards de FCFA passant 686,4 milliards de FCFA au 31 décembre 2018 à 677,5 milliards au 31 décembre 2019.

Par ailleurs, selon les données du MFB¹, le service de la dette Glencore au titre de 2019 a atteint un montant de 55 453 millions de FCFA au titre 2019 dont le détail se présente comme suit :

Eléments du remboursement	Montant en millions de FCFA	Montant en Millions USD ²
Principal	31 316	53,47
Intérêt	24 136	41,21
Frais de restructuration	-	
Total	55 453	94,68

¹ Note sur le secteur pétrolier au quatrième trimestre 2019 N°11

² Montants convertis en utilisant le cours USD/FCFA de 585,7 du MFB

Les données publiées par le MFB ne détaillent pas les remboursements au titre du mécanisme de cash sweep. Selon le MFB, l'excédent à répartir au titre du cash sweep a atteint un montant de 41,2 millions USD au titre de 2019.

De même, l'encours de la dette au 31 décembre 2019 n'est pas divulgué. Si l'on tient compte de l'encours de la dette au 31 décembre 2019 qui a été de 1 198 013 776 USD, la situation de la dette au 31 décembre 2019 se présente comme suit :

Tableau 42 Situation de la dette Glencore au 31/12/2019

Désignation	Montant en USD
Capital restant dû au 31/12/2018	1 198 013 776
Remboursement principal en 2019	53 467 646
Capital restant dû au 31/12/2018	1 144 546 130

4.9.3.3 L'accord de SWAP avec SRN

À la suite de la conclusion de la convention ayant servi à la création de la raffinerie SRN, la CNPCI a conclu un accord avec la raffinerie selon lequel :

- la CNPCI dispose du droit d'approvisionner en priorité la Raffinerie en pétrole brut par prélèvement sur le Bloc H ou tous autres champs pétroliers détenus par la CNPCI et/ou ses Sociétés Affiliées en République du Tchad ;
- l'Etat fournira suffisamment de pétrole brut, y compris la Redevance en Nature et l'Interest Oil, à SRN pour que SRN le transforme et produise de l'électricité, et fournisse de l'électricité, du combustible et des produits dérivés à l'Etat ; et
- vendre à la SNE l'électricité générée par la centrale électrique au niveau de la Raffinerie (non consommée par la Raffinerie pour ses besoins de fonctionnement) sur une base « take-or-pay¹ »..

Conformément à cet accord, la SRN a fourni et a vendu à l'Etat, et l'Etat a accepté et a acheté de SRN, de l'Électricité à partir du Fioul, de la Gazoline et du Diesel, et SRN a encouru des dépenses de génération d'Electricité pour le compte de l'Etat. Le montant dû à SRN par l'Etat au 31 décembre 2017 est estimé de 209,5 millions USD² au titre cet accord. Les modalités de remboursement de cette dette sont décrites au niveau de la section 4.9.3.4.

Ensuite, un mémorandum d'entente signé le 7 janvier 2018 entre l'Etat, la SHT, CNPCIC, Cliveden et la SRN, dans lequel l'Etat et la SHT s'engagent à fournir en priorité durant la période du 1^{er} janvier 2018 jusqu'au 31 décembre 2023 entre 3,8 et 4,3 millions de barils à la raffinerie nationale (SRN) à un prix fixe (46,85 USD/baril). Les volumes sont imputés en priorité sur la redevance en nature et l'Interest Oil de la SHT(ETAT) dans le consortium CNPCI.

Selon le mémorandum, le paiement par SRN des volumes obtenus au titre de la redevance, pour la période du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2019, sera effectué comme suit :

- Paiement, pour le compte de l'Etat, des coûts de transport au titre de la redevance en nature, au tarif de 4 US\$/baril, sur un compte fiduciaire cogéré par CNPCIC, SHT et SRN ou à la société de pipeline qui devra être créée ;
- La livraison du Fioul destiné à générer et livrer par SRN l'électricité à l'Etat avec une capacité nominale de 10 MW (mégawatt)
- Livraison du Diesel à la SNE via la SHT pour générer l'électricité dans la limite de 252 000 litres par jour
- La facturation des coûts de génération d'électricité par SRN selon un contrat de production et de fourniture d'électricité dont la signature a été prévue avant le 31 décembre 2018 ;
- Le solde restant est payé et/ou remboursé sur une base mensuelle.

Le paiement par SRN des volumes obtenus au titre de l'Interest Oil sera effectué comme suit :

- Paiement, pour le compte de la SHT, les cash calls au titre de la participation de l'Etat acquis auprès de la CNPCIC ;
- Paiement du solde positif à la SHT ;
- Si la valeur de l'Interest Oil fourni à SRN est insuffisant pour payer la cash call, CNPCIC exportera sur le marché international le volume restant de l'Interest Oil et payera le solde à la SHT après déduction des cash calls de la participation de la SHT.

Par ailleurs, selon les termes de l'accord la SRN, qui est détenue à 60 % par CNPC, dédommage l'État à hauteur de 60 % de la différence entre les cours mondiaux et le prix fixé selon les modalités décrites dans la section 4.11.2.

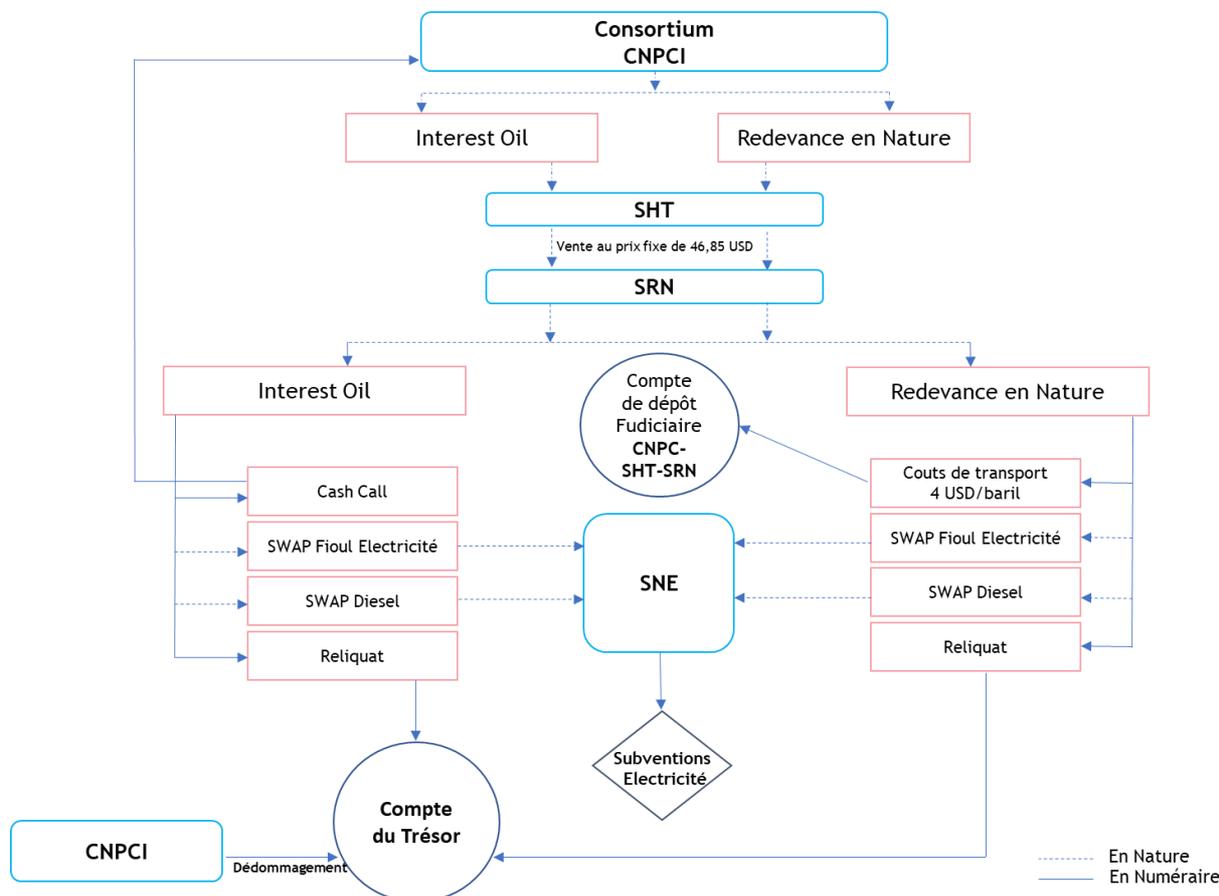
¹ La SNE s'engage à acheter une quantité minimale d'électricité quels que soient ses besoins réels pour la période concernée. En contrepartie, la SRN s'engage à fournir ce même volume d'électricité minimum

² Article G du mémorandum d'entente signé le 7 janvier 2018 entre l'Etat, la SHT, CNPCIC, Cliveden et la SRN

En 2019, les volumes vendus au titre de la redevance ont totalisé 4 millions de barils pour une valeur de 187,4 millions USD. Les données sur l'affectation des livraisons à SRN conformément aux modalités ci-dessus n'ont pas été communiquées.

Le schéma des opérations de SWAP de la redevance ETAT contre l'électricité se présente comme suit :

Figure 12 Opérations SWAP pétrole contre électricité entre l'Etat et SRN



4.9.3.4 Dette SRN adossée au pétrole

Un Mémorandum d'entente a été conclu le 07 janvier 2018 entre l'Etat, la SHT, la CNPIC, Cliveden et SRN en vue de compenser les dettes et créances réciproques entre les parties signataires au 31 décembre 2017.

Selon le mémorandum, la situation des dettes et créances à la date du 31 décembre 2017 se présente comme suit :

Tableau 43 Situation des dettes et créances réciproques SRN, Etat, SHT, CNPIC et Cliveden au 31 décembre 2017

Débiteurs	Créanciers									
	ETAT	Note	CNPIC	Note	CLIVEDEN	Note	SRN	Note	SHT	Note
ETAT			20,918	(1)	20,918	(1)	209,500	(2)		
							48,703	(3)		
CNPIC									12,500	(4)
CLIVEDEN									12,500	(4)
SRN			92,664	(5)	92,664	(5)			20,592	(5)
SHT							28,800	(6)		
			113,582		113,582		287,003		45,592	

La nature des dettes et créances indiquées ci-dessus se présente comme suit :

- (1) **Dettes de Tarif de Transport** : il s'agit des sommes dues par l'Etat à CNPCIC et CLIVEDEN au titre du coût de transport de volumes se rapportant à la redevance en nature de l'Etat vendue à SRN via les pipelines de Ronier/Djarmaya et le Pipeline Ronier/Kome.
- (2) **Dettes de Produit SRN** : il s'agit des sommes dues par l'ETAT à SRN au titre dépenses encourues par celle-ci pour la génération d'Electricité pour le compte d'l'Etat dans le cadre du Contrat Temporaire de Production et de Fourniture d'Electricité daté du 1er mars 2013,
- (3) **Avance sur dividendes SRN** : Il s'agit d'une avance sur dividendes versée par SRN à l'Etat en date du 9 décembre 2016
- (4) **Ajustement Positif Post Cession** : il s'agit d'une partie des revenus devant revenir à l'Etat à la suite de l'acquisition de 10% dans le consortium actée le 1^{er} septembre 2017. Selon les termes de l'accord la date du 29 octobre 2014 a été retenue pour le besoin du calcul de l'ajustement positif post cession.
- (5) **Dettes de Pétrole Brut SRN** : Il s'agit de sommes dues par SRN à CNPCIC, CLIVEDEN et SHT au titre l'achat de pétrole brut.
- (6) **Dettes de Prêt Actionnaires** : Il s'agit d'un prêt actionnaires au titre de la libération de la part de SHT dans le capital de SRN pour un montant de 40 000 000 EURO dont 24 000 000 EURO non encore libérée par la SHT.

Les opérations de compensation prévues dans le mémorandum se détaillent comme suit :

- La part de la SHT dans les « Dettes de Pétrole Brut SRN » sera compensée avec les « Dettes de Prêt Actionnaires » soit $(28,8 - 20,59 = 8,2$ millions USD) ;
- SRN cédera sa créance au titre de « l'Avance sur dividendes SRN » à CNPCIC et CLIVEDEN en contre partie de la réduction des « Dettes pétrole Brut SRN » soit pour un montant 48,703 millions USD ;
- La cession, à concurrence de 25 millions USD, par CNPCIC et CLIVEDEN de la dette au titre de « l'Ajustement Positif Post Cession » à SRN en contre par compensation des Dettes de Pétrole Brut SRN.

La situation des dettes et créances réciproques suite aux opérations de compensation ci-dessus se présente comme suit :

Tableau 44 Situation des dettes et créances réciproques SRN, Etat, SHT, CNPIC et Cliveden après compensation

Débiteur	Créanciers									
	ETAT	Note	CNPCIC	Note	CLIVEDEN	Note	SRN	Note	SHT	Note
ETAT			20,918	(1)	20,918	(1)	209,500	(2)		
			24,351	(3)	24,351	(3)				
CNPCIC										
CLIVEDEN										
SRN			55,812	(3)	55,812	(3)				
SHT							8,208	(4)		
			101,082		101,082		217,708			

Selon les termes du mémorandum, l'encours de la dette restante de l'Etat vis-à-vis de SRN pour un montant de 209,5 millions USD fera l'objet d'un remboursement linéaire sur une période de quatre ans, à compter du 1^{er} janvier 2020, à partir des volumes livrés par l'Etat à SRN au titre de la redevance en nature. L'accord ne prévoit pas le décompte d'intérêts au titre de cette dette.

Il n'est pas clair toutefois si l'encours de la dette SRN est repris au parmi l'encours de la dette publique au niveau du [Rapport](#) de gestion de la dette pour l'année 2019.

4.9.4 Revenus provenant du transport

4.9.4.1 Secteur des hydrocarbures

Le transport dans le Secteur des Hydrocarbures génère des revenus à l'État à travers les quatre projets suivants :

(i) TOTCO (Tchad Oil Transportation Company)

En date du 10 juillet 1998, une Convention d'Etablissement a été signée entre la République du Tchad et Tchad Oil Transportation Company (TOTCO). Cette Convention d'Etablissement a été suivie d'un Contrat de Transport de TOTCO. TOTCO - dans laquelle le Tchad est actionnaire - est une entité créée pour gérer le tronçon du Système de Transport qui commence à la bribe d'entrée de la station de pompage située dans le périmètre de la concession du champ de Komé (Tchad) et se termine à la frontière avec la République du Cameroun.

A ce jour, les pipelines des compagnies CNPCI et Petrochad Transportation Company sont raccordés à celui de TOTCO.

L'activité d'évacuation du pétrole brut tchadien à travers le pipeline TOTCO génère des recettes pour l'État sous forme de droits de transit, d'impôts et taxes ainsi que de dividendes perçus par l'Etat et SHT en leur qualité qu'actionnaires.

Par ailleurs, la société TOTCO collecte, pour le compte de l'Etat, des droits de passage du brut dans le pipeline Tchad-Cameroun et ce en vertu du contrat portant sur les droits de transit de l'oléoduc tchadien. Les droits d'accès reversés par TOTCO à l'Etat au titre de 2019 ont totalisé un montant de 21 842 545 799 FCFA¹.

➤ Droits d'accès

Selon les données reportées par la société TOTCO, les volumes transportés sont atteints 46 310 397 barils en 2019, dont 34 991 089 barils représentent la quantité sur laquelle le droit d'accès a été calculé. Ce volume n'inclut pas la production du consortium ESSO auquel le droit d'accès ne s'applique pas. Le droit d'accès est calculé sur la base 1,05 US\$/baril².

Selon les données communiquées par la DGTCP et la DGI, les droits d'accès en 2019 ont totalisé un montant de 21 842 544 799 FCFA dont le détail se présente comme suit :

Tableau 45 Droits de passage collectés par la société TOTCO en 2019

	Date	Montant en FCFA
Droit d'Accès	18/01/2019	1 564 589 424
Droit d'Accès	22/02/2019	1 832 332 560
Droit d'Accès	20/03/2019	1 544 776 452
Droit d'Accès	18/04/2019	1 818 978 974
Droit d'Accès	20/05/2019	1 933 469 958
Droit d'Accès	19/06/2019	1 874 875 760
Droit d'Accès	20/08/2019	1 936 971 942
Droit d'Accès	18/09/2019	1 837 579 685
Droit d'Accès	18/10/2019	1 809 033 433
Droit d'Accès	20/11/2019	2 018 431 975
Droit d'Accès	18/12/2019	1 946 681 877
Droit d'Accès	18/12/2019	1 724 823 759
Total		21 842 544 799

¹ Déclaration DGTCP

² Source : Rapport ITIE Tchad 2018

➤ *Impôts et taxes*

TOTCO a effectué en 2019 des paiements des fiscaux pour un total de 1 490 577 347 FCFA dont le détail par flux se présente comme suit :

Flux	Total en FCFA
IS	790 186 612
Autres flux non identifiés	416 190 115
IRPP	267 852 197
Autres paiements	16 348 423
Total	1 490 577 347

Source : DGTCP

➤ *Dividendes*

Les dividendes perçus en 2019 au titre des participations détenues par l'Etat et SHT dans le capital de TOTCO se détaillent comme suit :

Tableau 46 Dividendes servis par la société TOTCO à l'Etat et à SHT en 2019

Dividendes	2019 (en FCFA)	Entité perceptrice
Dividendes versés à l'Etat	200 830 288	DGTCP
Dividendes versés à la SHT	509 297 441	SHT

(ii) **COTCO: Cameroon Oil Transportation Company**

COTCO gère le pipeline par lequel le brut tchadien est évacué depuis la région de DOBA au sud du Tchad jusqu'à la mer en vue de son enlèvement sur les tankers et son exportation sur les marchés internationaux.

Le pipeline qui traverse le territoire camerounais sur près de 890 km est la propriété de la société de droit COTCO qui en assure l'exploitation et l'entretien. En 2019, le volume transporté a atteint via le pipeline COTCO a atteint un total de 47,26¹ millions de barils.

Etant de droit camerounais, la société n'est pas assujettie au paiement de l'impôt au Tchad. Les seuls revenus revenant à l'Etat Tchadien et à SHT se limitent aux dividendes qu'ils perçoivent en leur qualité d'actionnaire de la société. Les dividendes perçus au titre de 2019 se détaillent comme suit :

Tableau 47 Dividendes servis par la société COTCO à l'Etat et à SHT en 2019

Dividendes	2019 (en FCFA)	Entité perceptrice
Dividendes versés à l'Etat	708 022 157	DGTCP
Dividendes versés à la SHT	5 831 099 109	SHT

Figure 13 Pipeline TOTCO/COTCO



¹ Source : [Rapport ITIE Cameroun 2019](#)

(iii) Petrochad Transportation Ltd

Petrochad Transportation Company est détenue à 100% par Petrochad Transportation Company Limited domiciliée aux Bermudes, filiale exclusive de Glencore PLC¹.

La société assure le transport le pétrole brut de Glencore à partir de ses champs de production jusqu'au raccordement du pipeline de TOTCO.

Selon les données communiquées par la DGTCP, aucun paiement n'a été reporté pour cette société. De même, aucun paiement n'a été reporté au titre de 2018².

(iv) Pipeline Ronier-Djarmaya et le Pipeline Ronier-Kome

Il s'agit des pipelines reliant les champs pétroliers de CNPCI à la raffinerie SRN et au réseau de transport de TOTCO.

Selon le mémorandum d'entente signé le 7 janvier 2018 entre l'Etat, la SHT, CNPCIC, Cliveden et la SRN, l'Etat et le Consortium CNPCI ont convenu que le taux du tarif de transport pour la Redevance en Nature transportée et livrée à SRN par le Pipeline Ronier-Djarmaya et le Pipeline Ronier-Kome sera quatre (4) USD par baril à compter du 1er janvier 2018 jusqu'à la création d'une société de pipeline indépendante pour laquelle un nouveau mécanisme de tarif sera appliqué aux expéditeurs concernés.

Selon les termes de l'accord, la société de pipeline indépendante devra être créée avant le 31 décembre 2018, sous réserve de l'approbation des conseils d'administration des membres du Consortium et le tarif de transport relatif à la Redevance en Nature à compter du 1er janvier 2018 sera versé par SRN au nom de l'Etat dans un compte de dépôt fiduciaire qui sera ouvert par la SRN avec l'intitulé «Compte Fiduciaire» et le Compte Fiduciaire sera géré par les signataires autorisés de CNPCIC, SHT et SRN.

Tous les montants transférés ou versés sur le Compte Fiduciaire doivent être libérés et payés au Consortium CNPCIC dans les quinze (15) jours suivant la création de la société indépendante de pipeline.

Au cours de 2019, les volumes livrés au titre de la redevance en nature ont atteint 4 millions de baril soit un total de 16 millions USD à reverser par SRN sur le compte fiduciaire pour le compte de l'Etat.

Les informations sur l'avancement avec la création de la société de transport ne nous ont pas été communiquées. Toutefois, la SHT (Etat) étant membre du consortium à hauteur de 10%, les revenus qui devraient lui revenir au titre de 2019 sont de l'ordre de 1,6 millions USD.

4.9.4.2 Secteur minier

Le transport dans le secteur minier est assuré par les sociétés extractives. Cette activité est donc imposée dans le cadre des activités desdites sociétés et la fiscalité s'y rattachant fait partie des revenus collectés par l'Etat au titre du secteur minier.

4.9.5 Revenus de secteur de raffinage

Les revenus de raffinages proviennent de la seule raffinerie en activité au Tchad gérée par la SRN. Selon les données de la SRN et de la DGTCP, les paiements effectués par la SRN en 2019 ont atteint un total de 65,3 milliards de FCFA.

Tableau 48 Paiements du secteur de raffinage 2019

Flux de paiement	Entités Perceptrices	Total
Taxe Spéciale	DGI	21 224 794 400
Redevances sur des produits pétroliers des domaines	DG, Domaines	13 411 870 663
Redevance ARSAT	ARSAT	8 356 336 769
IRPP	DGI	7 998 581 528
Redevance FER	Fond d'entretien routier	6 239 590 590
Redevance SRN	DGTCP	3 291 242 570
TVA	DGI	1 809 549 050
IS Libérateur	DGI	1 494 284 351
CNPS	CNPS	850 325 777
Droit de douane sur les Importations	DGD	315 362 285
Amendes et Pénalités	DGI	269 756 051
Retenue à la Source	DGI	54 262 059
CNRT	CNPS	4 128 996
ONASA	DGI	363 980
FIR	DGI	221 040
Total		65 320 670 109

¹ Source : Rapport ITIE Tchad 2018

² ibid

4.10 Affectation des revenus

4.10.1 Processus budgétaire

4.10.1.1 Cadre juridique et institutionnel régissant les finances publiques

La gestion des finances publiques au Tchad est régie par les textes suivants :

- les lois constitutionnelles N08/PR/2005 du 15 juillet 2005 et N013/PR/2013 du 03 juillet 2013 portant révision de la Constitution du 31 mars 1996 ;
- la Loi N° 18 Portant Code de Transparence et de Bonne Gouvernance dans la Gestion des Finances Publiques ;
- la Loi Organique relative aux Lois de Finances, LOLF 2014 ;
- La loi 0040/PR/2019 sur le lissage des prix et de la production de pétrole, qui comprend le nouveau mécanisme de gestion des recettes pétrolières, a été promulguée le 27 novembre 2019
- le Décret 319 NBE du 26/04/2016 relatif à la nomenclature budgétaire de l'Etat ;
- le Décret 320 TOFE 26/04/2016 relatif au Tableau des Opérations Financières de l'Etat ;
- le Décret 321 PCE 26/04/2016 relatif au Plan Comptable de l'Etat ; et
- le Décret 817 RGCP 01/04/2015 relatif au Règlement Général de la Comptabilité Publique.

Le cadre institutionnel de la gestion des finances publiques au Tchad est articulé autour des structures relevant d'une part du ministère des Finances et du Budget et d'autre part du Ministère de l'Economie, de la planification et du développement et d'autres entités ayant le caractère d'institutions

4.10.1.2 Processus d'élaboration du budget national

Le processus budgétaire du Tchad comporte les étapes suivantes¹ :

Tableau 49 Processus budgétaire du Tchad

N°	Etape	Activités
1	Cadrage Budgétaire	Lancement de la préparation du budget Premières réunions du comité de cadrage macroéconomique Finalisation du Cadre Budgétaire à Moyen terme (CBMT) et du Cadre de Dépenses à Moyen terme (CDMT) Envoi de la lettre de cadrage du Premier Ministre, aux institutions de la République et aux Départements Ministériels Soumission des avant projets de budget des Ministères sectoriels au Ministère des Finances et du Budget Réunions techniques pour la lecture et la mise en cohérence des budgets Organisation du débat d'orientation budgétaire (DOB) Diffusion du CDMT et du TOFE
2	Arbitrage	Début des conférences budgétaires Dépôt des budgets des Ministères sectoriels finalisés au MFB Finalisation de l'élaboration de l'avant-projet de Budget de l'Etat Adoption par le Conseil des Ministres du projet de Budget Général de l'État
3	Vote	Vote du Budget Général de l'État et ses documents annexes à l'Assemblée Nationale
4	Promulgation	Dépôt de la Loi des Finances votée par les députés à la Présidence de la République et promulgation par le Président
5	Exécution	L'exécution du Budget Fédéral et des Budgets annexes incombe au Ministre des Finances et du Budget. En tant qu'ordonnateur, il exécute ce Budget sous son autorité propre et sous sa responsabilité.

4.10.1.3 Nomenclature budgétaire

La nomenclature budgétaire qui a servi de base à la formulation, à la présentation et à l'exécution du budget de l'Etat de 2019 est organisée par le décret N° 319/PR/PM/MFB/2016 du 26 avril 2016. Ce décret transpose dans la législation nationale la [directive CEMAC](#) du 19 décembre 2011 relative à la nomenclature budgétaire inspirée du manuel des Statistiques des Finances Publiques du FMI de 2001.

Selon les dispositions de ce décret, les recettes budgétaires sont classées selon leur nature correspondant à l'assiette de l'impôt. La classification des recettes est effectuée sur les titres suivants :

- Titre 1 : Les recettes fiscales comprenant les impôts, les taxes, droits et autres transferts obligatoires à l'exception des cotisations de sécurité sociale
- Titre 2 : Les dons, legs et fonds de concours
- Titre 3 : Les cotisations sociales
- Titre 4 : Les autres recettes comprenant les revenus de la propriété, les ventes de biens et services, les amendes, pénalités et confiscations, les transferts volontaires autres que les dons, et les recettes diverses

¹ <https://finances.gouv.td/index.php/publications/budget-citoyen?view=simplefilemanager&id=154>

Néanmoins, la nomenclature de la balance des comptes de l'Etat pour l'année 2019 demeure organisée selon la classification économique et administrative qui sur le décret N°010/PR/MEF/04 du 22 janvier 2004 portant actualisation de la nomenclature des ressources et des charges du budget de l'Etat en nature.

Les recettes pétrolières sont affichées distinctement dans les documents budgétaires sans toutefois qu'il y ait une correspondance directe avec la balance de l'Etat.

4.10.1.4 Gestion budgétaire des recettes pétrolières

Le Tchad a promulgué en 2019 la création d'un mécanisme de gestion des recettes pétrolières pour promouvoir la stabilisation fiscale¹. Les principaux objectifs de ce mécanisme qui est rentré en vigueur à partir du budget 2020 sont de mettre en réserve dans un Fonds de Stabilisation (FS) des recettes pétrolières en vue d'amortir l'impact budgétaire de baisses inattendues de ces recettes et de fournir une assurance contre le risque de baisses inattendues des recettes pétrolières qui dépasseraient de 10 % celles qui sont déjà prévues dans le budget.

Le mécanisme comporte i) une règle d'épargne (entrées) ; ii) une règle de dépense (sorties) ; et iii) une formule pour l'estimation des recettes pétrolières dans le budget.

(i) Règle d'épargne

- Un montant de 10 milliards de francs CFA sera versé chaque année dans le FS à l'aide de paiements trimestriels.
- De plus, si le montant des recettes pétrolières réelles dépassait celui prévu dans le budget, 20 % de cet excédent sera versé dans le FS à hauteur d'un montant maximum de 10 milliards de francs CFA. Par conséquent, l'apport financier annuel peut donc atteindre un montant qui se situe entre 10 et 20 milliards de francs CFA.
- Le solde maximum du FS est plafonné à 40 milliards de francs CFA. En l'absence de retraits, le FS maintiendra sa pleine capacité pendant au moins deux ans et pour une période maximum de 4 ans.
- Le solde maximum du FS sera alors alimenté par le ministre des Finances après deux ans de mise en œuvre.

(ii) Règle de dépense

- Les retraits du FS sont automatiquement réalisés lorsque les recettes pétrolières réelles sont inférieures de 10 % (ou plus) aux recettes pétrolières prévues dans le budget.
- Les baisses des recettes pétrolières inférieures à 10 % des recettes pétrolières budgétisées seront compensées par des ajustements de dépenses.
- Les baisses supérieures à 10 % des recettes pétrolières budgétisées seront compensées en fonction des ressources disponibles dans le FS.
- Le FS peut uniquement être utilisé pour financer des dépenses prévues dans budget d'une année fiscale donnée. Il ne peut régler aucune dette souveraine ou commerciale de l'Etat ni générer des intérêts légaux ou bénéficiaires.

(iii) Règle d'estimation des recettes

Les recettes pétrolières budgétisées doivent être estimées à l'aide d'hypothèses prudentes :

- les prix du pétrole seront fixés à minimum 3 dollars EU/baril de moins que ceux du pétrole brut publié dans les Perspectives économiques mondiales du FMI.
- Le volume de production correspondra à un volume de production réduit d'un maximum de 10 % par rapport à celui déjà estimé par les compagnies pétrolières actives au Tchad.

4.10.1.5 Accès du public aux données budgétaires

Le projet de la Loi de finances, la Loi portant budget général de l'Etat, la loi de finances, le budget citoyen et les rapports d'exécution budgétaire pour l'année 2019 sont rendus publics à travers le [site](#) web du MFB.

Par ailleurs, le Tchad a publié un [rapport](#) sur la gestion de la dette publique et quatre notes trimestrielles sur le secteur pétroliers pour l'année 2019 sur le site du MFB.

Néanmoins, les comptes audités de l'Etat incorporant la déclaration de conformité de la Cour des comptes ne sont pas publiés.

¹ La loi 0040/PR/2019 sur le lissage des prix et de la production de pétrole, qui comprend le nouveau mécanisme de gestion des recettes pétrolières, a été promulguée le 27 novembre 2019.

4.10.2 Recouvrement et répartition des revenus extractifs

4.10.2.1 Cadre général de recouvrement et répartition des recettes budgétaires

Selon l'arrêté N° 242/MFB/SG/DGT/2011, la DGTCP est l'organe qui est chargé de toutes les opérations de recettes dans l'exécution de la Loi de finances. À ce titre, elle centralise toutes les recettes de l'État et gère la liquidité correspondante conservée en caisse au niveau des postes comptables du Trésor (Trésorerie Paiement générale, Trésoreries régionales, Trésoreries départementales et Recettes perceptions) et dans les comptes du Trésor à la BEAC (Compte du Trésorier Payeur Général).

S'agissant des recettes des impôts et taxes, des receveurs de la DGTCP ont été placés auprès des centres des impôts et des douanes pour en assurer le recouvrement. Dans les deux cas, les fonds reçus par la DGI et la DGDDI sont versés au Trésor soit en numéraires, soit par chèques bancaires et virements via les comptes dans les banques commerciales ouverts au nom de receveurs des administrations financières, sur autorisation du ministre des Finances.

Le cadre juridique budgétaire consacre certains principes généraux en matière de recettes budgétaires dont notamment :

- l'unité budgétaire : Toutes les recettes et toutes les dépenses de l'Etat doivent être retracées dans un document unique ;
- l'universalité budgétaire : l'ensemble des recettes couvre l'ensemble des dépenses sans affectation ni compensation ; et ;

4.10.2.2 Recouvrement et répartition des revenus du secteur extractif

Les recettes provenant du secteur extractif ne dérogent pas aux principes et règles décrits ci-dessus à l'exception des cas suivants :

(i) Produits des redevances et des parts en nature exportés

Les produits des redevances et des parts de production (revenus directs) au titre des contrats pétroliers reçus en nature par l'État et SHT et exportés sont versés dans un compte séquestre offshore ouvert à la CITIBANK à Londres au nom de l'État tchadien¹.

Ces produits servent en priorité au remboursement de la dette Glencore et au paiement des coûts pétroliers et des coûts de transport se rapportant aux parts détenus par l'État et SHT. Les recettes pétrolières nettes sont transférées sur le compte du Trésor à la BEAC sur la base d'appels de fonds initiés par la DGTCP. Seuls ces appels de fonds sont comptabilisés parmi les recettes budgétaires de l'État au même titre que les revenus indirects du secteur des hydrocarbures incluant les impôts, les taxes et les droits douaniers.

La périodicité des appels de fonds n'est pas définie et les informations sur le solde du compte Citibank ne sont pas divulgués. De même et hormis les données sur le remboursement de la dette Glencore, les autres coûts payés à partir du compte Citibank ne font pas l'objet d'une divulgation.

Selon les dispositions l'article 7 de la [Loi N°002/PR/2014](#) portant gestion des revenus pétroliers, les revenus directs constatés au titre des appels de fonds sont principalement affectés aux secteurs prioritaires suivants :

- La santé publique et les affaires sociales ;
- L'éducation nationale ;
- Les infrastructures ;
- Le développement rural ;
- L'énergie et le pétrole, les Mines, le commerce et les industries ;
- La justice ; et
- La défense et la sécurité.

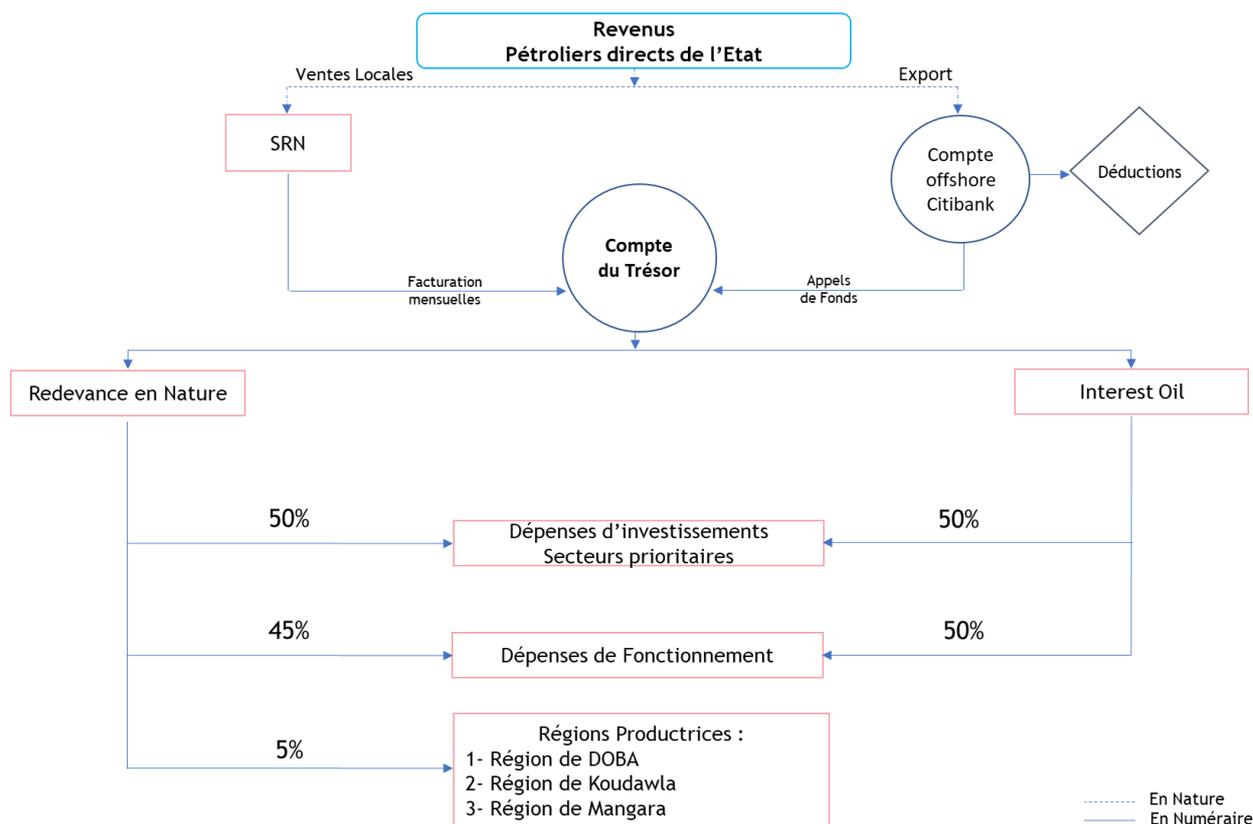
¹ Article 3 de la [loi n°002/PR/2014](#) portant gestion des revenus pétroliers

Selon les dispositions de l'article 8 de la même loi, les clés d'affectation des revenus directs se présentent comme suit :

Tableau 50 Clés d'affectation des revenus directs pétroliers

Composants des revenus directs/ Affectation	Dépenses d'investissement dans les secteurs prioritaires	Dépenses courants de fonctionnement de l'Etat	Collectivités territoriales décentralisées des régions productrices
Redevances	50%	45%	5%
Interest Oil (part de production de l'Etat)	50%	50%	

Figure 14 Affectation des revenus directs pétroliers



Le suivi, le contrôle et l'autorisation des affectations des revenus directs sont assurés par le Collège de Contrôle et de Surveillance des Revenus Pétrolier (CCSRP) créée dans le cadre de la Loi N°001/PR/99 et dont la composition est définie par l'article 16 de la [Loi N°002/PR/2014](#).

Selon la même loi, les dépenses d'investissement sont engagées conformément au programme de dépenses publiques élaboré chaque année par le gouvernement et s'inscrivant dans un cadre triennal de développement qui sert de référence à la Loi des finances. La [Loi N°002/PR/2014](#) prévoit le suivi de l'affectation des revenus directs à travers les rapports suivants :

- les audits annuels des comptes d'affectations spéciales à l'initiative du CCSR ;
- les rapports périodiques de gestion du compte de stabilisation des revenus pétroliers directs par le MFB ;
- les rapports périodiques du CCSR ; et
- les audits annuels des comptes d'exécution du budget général de l'Etat établis par la Cour des Comptes.

Parmi ces rapports, nous comprenons que seul le rapport d'exécution du budget 2019 est rendu public¹. Néanmoins, la rapport d'audit de la Cour des Comptes n'est pas disponible. Le rapport divulgué comporte une présentation agrégée des postes des recettes et de dépenses et ne permet pas le suivi de l'affectation des revenus directs pétroliers.

¹ Site web du MFB

Nous comprenons également que le Collège a été dissous en avril 2018 et n'a pas été remplacé par une autre structure pour rendre compte de l'affectation de revenus pétroliers conformément aux dispositions de la Loi N°002/PR/2014.

(ii) Produits des redevances et des parts en nature vendus en SRN

Par dérogation aux dispositions de [Loi N°002/PR/2014](#), les produits des redevances et des parts de production de l'Etat vendus à SRN ne sont versés au Compte Séquestre et sont utilisés en priorité par SRN pour :

- le paiement pour le compte de l'Etat des coûts de transport au titre de la redevance en nature
- la livraison du Fioul destiné à générer et livrer par SRN l'électricité à l'Etat
- la Livraison du Diesel à la SNE via la SHT pour générer l'électricité
- la facturation des coûts de génération d'électricité par SRN;
- le paiement pour le compte de l'Etat des cash calls (ou couts pétroliers) au titre de sa participation dans le consortium de CNPCI.

Seul le surplus éventuel est reversé au trésor public et comptabilisé parmi les recettes budgétaires sur une base mensuelle. Il n'est pas clair toutefois si ce surplus est affecté conformément aux clés de répartition prévues par la [Loi N°002/PR/2014](#).

Les données sur le détail des opérations de compensation entre les produits de vente à SRN et les coûts pris en charge ou facturés par SRN ne font pas l'objet d'une divulgation.

(iii) Contribution au titre de l'appui institutionnel et la formation

Les contrats pétroliers et miniers peuvent prévoir des contributions au titre de la formation et l'appui institutionnel au profit de la Direction Générale Technique du Pétrole (DGTP) et la Direction Générale Technique des Mines (DGTM) au sein du MPME. La description de ces contributions est présentée au niveau des sections 4.12.1.3 et 4.12.2.3.

Nous comprenons que ces contributions sont généralement effectuées sous forme d'une prise en charge par le contractant des dépenses de formation ou d'équipement à la demande et pour le compte de la DGTM ou la DGTP sur la base de budgets annuels fixés dans les contrats.

La DGTM a reporté des contributions au titre de l'appui institutionnel pour un total de 175,2 millions de FCFA alors que les contributions à la formation destinées à la DGTCP ont totalisé un montant de 1 348,8 millions de FCFA.

L'utilisation de ces contributions ne fait pas l'objet de rapports publiés par la DGTM et la DGTP.

(iv) Taxes sur l'orpaillage et sur le granulat

Selon les dispositions de l'Arrêté N°042/PR/PC/PM/MFB/SG/DGSBI/2021 du 5 juillet 2021, la SONAMIG est chargée de collecter les taxes sur l'orpaillage et sur le granulat.

Les recettes collectées sont reversées dans un compte de répartition ouvert par les services du trésor dans une banque commerciale. Les fonds encaissés font l'objet d'un nivellement toutes les 72 heures suivant la clé de répartition suivante :

- 90% des montants sont virés dans le compte courant du Trésor Public à la BEAC ; et
- 10% sont transférés au profit de la SONAMIG

Selon les dispositions de l'article 313 du Code Minier, les fonds transférés à la SONAMIG sont destinés à financer les opérations suivantes :

- les activités liées à la compilation des données géologiques et minières, des moyens d'information minière et de collecte des données et, en particulier, de la mise en place d'un Système Nationale d'Information Géologique et Minière (SIGM) ;
- la catégorie et les opérations de prospection ou d'inventaire destinées à détecter les anomalies et indices miniers ;
- la formation continue des agents de l'administration chargée des mines ;
- l'achat de matériel didactique des établissements nationaux d'enseignement supérieur de géologie et des mines, y compris les laboratoires ouverts au sein de ces établissements ;
- la prise en charge des frais liés au contrôle des activités minières ; et
- l'achat d'équipement nécessaire au suivi et au contrôle.

Ces dispositions n'étaient pas effectives en 2019.

(v) Cotisations au CNPS et au CNRT

La CNPS assure les prestations relatives à ces trois branches, et en plus offre une assistance sanitaire et sociale aux affiliés. Ses prestations ne couvrent pas l'assurance maladie.

La CNRT assure des prestations relatives aux pensions de retraite des fonctionnaires (prestations de vieillesse, d'invalidité et de survivants) qui ne couvrent pas non plus celles de l'assurance maladie.

Les cotisations collectées par la CNPS et la CNRT, y compris celles des entreprises extractives, sont nivelées et centralisées dans les comptes des deux Caisses domiciliés dans les banques commerciales. Ces ressources sont redistribuées aux agences en fonction des versements de prestation à assurer.

(vi) Bonus de signature et d'attribution¹

A compter du 1er janvier 2019, 2 % du bonus de signature et du bonus d'attribution d'une Autorisation Exclusive d'Exploitation sont affectés à la Commission Nationale Chargée de la Négociation des Conventions Pétrolières ainsi que son Comité Technique des Négociations. Un arrêté du Ministre en charge du Budget fixera les modalités pratiques de recouvrement, du suivi, de l'utilisation et le mécanisme de décaissement. Nous comprenons que cet arrêté n'était pas encore publié au 31 décembre 2019.

(vii) Paiements effectués par SRN au titre du secteur pétrolier aval

❖ Redevance Fonds d'Entretien Routier (FER)

Il s'agit de la redevance payée par SRN au FER au titre de la vente et la distribution des produits raffinés.

Le Fonds d'Entretien routier a été créé par la Loi N° 14 du 14 août 2000 sous la tutelle du Ministère des Travaux Publics. Le Fonds est administré par un Comité de Gestion et une Direction Exécutive.

Les ressources du FER, y compris la redevance payée par SRN, sont hors budget de l'Etat. Elles sont destinées à financer son fonctionnement, les voiries urbaines prioritaires et l'entretien routier du réseau prioritaire.

Nous comprenons que le FER fait l'objet d'un audit externe régulier. Toutefois, ces rapports ne sont pas rendus public.

La redevance FER payée par SRN au titre de 2019 a totalisé un montant de de 6,24 milliards de FCFA.

❖ Redevances ARSAT

Il s'agit de la redevance payée par la société SRN au titre de l'exportation du carburant (2,5 FCFA par litre de carburant) à l'Autorité de Régulation du secteur pétrolier Aval au Tchad.

L'ARSAT a été créée par [l'Ordonnance 12-003 2012-02-07 PR 12](#) et a pour missions d'assurer la régulation, le contrôle et le suivi des normes et activités des exploitants et opérateurs du secteur; d'organiser les activités d'importations et d'exportations; et, de veiller au respect du principe d'égalité de traitement des usagers par les entreprises du secteur.

Les ressources de l'ARSAT ne sont pas comptabilisées dans le budget de l'Etat. La redevance ARSAT payée par SRN au titre de 2019 a totalisé un montant de de 8,35 milliards de FCFA.

❖ Redevances sur des produits pétroliers des domaines

Il s'agit d'une redevance sur les produits pétroliers versée par SRN à la Direction Générale du Domaine. Selon les données communiquées par SRN, la redevance versée au titre de 2019 a totalisé un montant de 13,41 milliards de FCFA. Les paiements sont versés dans un compte logé dans une banque commerciale au nom de la Direction Générale du Domaine. Toutefois, il n'est pas clair si les fonds logés dans ce compte sont transférés ultérieurement au compte du trésor ou s'ils font l'objet d'une affectation particulière.

¹ Article 34 de [la Loi de finances 2019](#)

4.10.3 Paiements et Transferts infranationaux

4.10.3.1 Paiements directs infranationaux

La Constitution, la Loi 00-002000-02-16 portant statut des Collectivités Territoriales Décentralisées (CTD), la Loi N° 11/PR/2004 du 07 juin 2004 portant régime financier et fiscal des CTD et la Loi N° 12/PR/2004 du 07 juin 2004 portant régime comptable des CTD, ainsi que la Loi N° 033/PR/2006 du 11 décembre 2006, portant transfert de compétences entre l'Etat et les CTD, forment le dispositif législatif et réglementaire relatif aux Collectivités Territoriales Décentralisées au Tchad.

Les ressources des CTD sont constituées des éléments suivants :

- Les produits des impôts et taxes communaux ;
- La part qui leur revient des droits sur les produits des impôts et taxes perçus au profit du budget de l'Etat (centimes additionnels) ;
- Les produits des dotations et les subventions de l'État (la dotation globale de fonctionnement, les subventions d'équipement, la dotation de décentralisation, la subvention d'équilibre financier) ;
- Les produits des emprunts contractés ;
- Les dons et legs ;
- Les revenus de leur patrimoine ; et
- Le pourcentage sur le produit des ressources du sol et du sous-sol exploitées sur leur territoire.

D'après l'article 759 du CGI, les impôts et taxes communaux suivants reviennent aux communes :

- Contribution foncière des propriétés bâties ;
- Contribution foncière des propriétés non bâties ;
- Contribution des patentes ;
- Taxe sur les spectacles, jeux et divertissements ;
- Taxe sur la valeur locative des locaux professionnels ; et
- Taxe des Services Publics.

Dans le cas du secteur extractif, le cadre fiscal tchadien prévoit des exonérations en matière d'impôts et taxes communaux lors de la phase de recherche. Pour le secteur des hydrocarbures, des exonérations lors de la phase de la production peuvent être prévues dans les contrats pétroliers.

Nous comprenons que dans la pratique, les recettes communales sont recouvrées par la DGI pour le compte des communes. Le transfert de ces recettes ne se fait pas directement mais dans le cadre de l'affectation annuelle du budget global à la commune. De ce fait, l'identification et rapprochement des paiements provenant du secteur extractif avec les transferts effectués n'est pas faisable.

Selon les données reportées par la DGI, les paiements communaux provenant du secteur extractif ont atteint un montant de 17,9 millions de FCFA dont le détail par flux se présente comme suit :

Flux	Montant en FCFA
TVLP- Taxe sur la Valeur des Locaux Professionnels	10 328 219
PATENTES	4 136 950
TVS	3 186 639
CCC	327 121
Total	17 978 929

Par ailleurs, la structure du capital de la SONACIM indique la détention par les communes de Pala, de Léré, de Fianga et de Gounou Gaya d'une participation de 2% chacune. La SONACIM étant déficitaire, aucun dividende n'a été distribué en 2019 aux communes actionnaires.

4.10.3.2 Transferts infranationaux

(i) Secteur des hydrocarbures

Conformément à la [Loi N°002/PR/2014](https://s3.amazonaws.com/rgi-documents/28d8e785d1eb93302adc17765e3a11b8e6c5d0a4.pdf) du 27 janvier 2014 portant amendement de la Loi N°002/PR/06¹ du 11 janvier 2006 portant sur Gestion des Revenus Pétroliers et la Loi N°016/PR/2000 du 18 août 2000 portant modification de la Loi N°001/PR/99² du 11 janvier 1999, 5% des redevances au titre des contrats pétroliers sont transférés aux Collectivités territoriales décentralisées des régions productrices.

Les zones productrices de pétrole sont principalement :

- la Région de Doba dans province de Logone Orientale ;
- la Région de Koudalwa dans la province le Chari Baguirmi;
- la région de Mangara dans la province de Logone Occidental

1 <https://s3.amazonaws.com/rgi-documents/28d8e785d1eb93302adc17765e3a11b8e6c5d0a4.pdf>

2 <https://www.ecolex.org/fr/details/legislation/loi-n001pr99-portant-gestion-des-revenus-petroliers-lex-faoc095574/>

Les revenus transférés sont gérés par des Comités appelés « Comité Provisoire de Gestion des 5 % des ressources pétrolières affectés à la Région Productrice » (CPGRP) créés au nouveau de chaque région.

Les CPGRP sont institués par le décret N° 457/PR/MEF/2004, du 29 septembre 2004. Leur composition est arrêtée à cinq (05) membres répartis comme suit :

- deux Députés issus de la région ;
- un Représentant de la société civile;
- un Représentant des autorités traditionnelles et coutumières ; et
- un Représentant de l'administration.

Le contrôle de l'affectation des transferts a été assuré jusqu'en 2017 par le Collège de Contrôle et de Surveillance des Recettes Pétrolières (CCSRP)¹ qui a été dissous en avril 2018.

Les redevances en nature enlevées au titre de 2019 ont totalisé un volume de 7 580 968 barils pour une valeur de 404,6 millions USD. Les sommes qui devraient être transférés aux régions de production sont de l'ordre de 11,9 milliards de FCFA dont le détail par région se présente comme suit :

Tableau 51 Redevances pétrolières enlevées en 2019

Consortium	Acheteur	Volumes enlevés (*)	Valeurs de la vente (en USD) (*)	5% des recettes (en USD)	5% des recettes (en FCFA)
CNPIC Consortium	Glencore	1 964 572	121 757 343	6 087 867	3 565 663 803
	SRN	4 000 000	187 399 999	9 370 000	5 488 008 973
Région Chari Baguirmi		5 964 572	309 157 343	15 457 867	9 053 672 776
PCM Joint-Venture	Glencore	1 066 347	64 095 485	3 204 774	1 877 036 277
Région Logone Occidental		1 066 347	64 095 485	3 204 774	1 877 036 277
Esso Consortium	Glencore	550 049	31 330 416	1 566 521	917 511 230
Région Logone Oriental		550 049	31 330 416	1 566 521	917 511 230
Total		7 580 968	404 583 243	20 229 162	11 848 220 283

(*)Source : TOTCO

Dans la pratique, les transferts sont effectués sur la base des appels de fonds et non sur la base des recettes des redevances enlevées. Les appels de fonds correspondent aux recettes rapatriées à partir du compte CITIBANK provenant de l'enlèvement des redevances, du Tax Oil et des parts de l'Etat exportés nettes des remboursements de la dette Glencore, des coûts pétroliers et des coûts de transport. Ces appels de fonds prennent donc en compte les revenus des dividendes (Interest Oil) et des revenus indirect (Tax Oil) au sens de la [Loi N°002/PR/2014](#) en plus des redevances et n'incluent pas les recettes provenant de la redevance vendue à SRN.

Selon les données communiquées par le CPGRP de Doba et de Koudalwa, les transferts effectifs se détaillent comme suit :

Tableau 52 Transferts des revenus pétroliers aux régions productrices en 2019

Région bénéficiaire	N° Appel de fond	Date	Appel de fond	transferts théoriques(5%)	Transferts effectifs (1)	Ecart
DOBA	106	22/02/2019	39 075 844 062	1 953 792 203	1 953 792 203	0
DOBA	107	24/04/2019	7 571 870 889	378 593 544	378 593 545	- 1
DOBA	108	13/05/2019	18 329 821 164	916 491 058	913 157 726	3 333 332
DOBA	109	13/08/2019	42 577 293 800	2 128 864 690	-	2 128 864 690
DOBA	110	17/10/2019	29 663 367 324	1 483 168 366	-	1 483 168 366
Koudwala					561 328 389	-561 328 389
Total			137 218 197 239	6 860 909 861	3 806 871 863	3 054 037 998

Source : Données du CPGRP de Doba et de Koudalwa

Il ressort du tableau ci-dessus les constats suivants :

- Les appels de fonds sont considérés pour le calcul des transferts alors qu'ils correspondent aux recettes provenant du Tax Oil et de l'Interest Oil en plus des redevances. Il est à noter que le Tax Oil est qualifié comme revenu indirect alors que l'Interest Oil n'est pas pris en compte dans le calcul des transferts aux régions productrices selon les dispositions de la [Loi N°002/PR/2014](#) ;
- Les appels de fonds correspondent à des recettes nettes du service de la dette, des coûts pétroliers et des coûts de transport alors que la [Loi N°002/PR/2014](#) n'est pas explicite sur les coûts à déduire des redevances servant de base aux rétrocessions au profit des régions productrices ;

¹ Créé dans le cadre de la Loi n°001/PR/99 relative à la gestion des revenus pétroliers

- les 5% des appels de fonds N° 106, 107 et 108 ont été affectés en totalité à la région de Doba alors qu'ils correspondent aux recettes pétrolières des trois régions productrices de Doba, de Koudwala et de Mangara ;
- les transferts à Doba ont été suspendus à partir du mois d'août suite à la décision de geler le compte du CPGRP.
- Les transferts à Koudwala sont effectués sur une base forfaitaire et ne prennent pas en compte les recettes au titre des redevances du Consortium CNPIC ; et
- Les données sur les transferts éventuels à la région de Mangara dans la province de Logone Occidental n'ont pas été communiquées.

La comparaison des transferts effectués avec les transferts théoriques en prenant en compte les appels de fonds au lieu des revenus brut des redevances n'était pas possible dans le présent rapport en l'absence des données désagrégées par projet sur les coûts pétroliers et les coûts de transports déduits.

Nous comprenons que les CPGRP sont tenus d'établir des rapports financiers trimestriels incluant la situation des ressources collectées, la situation des soldes en banques et la situation des dépenses. Néanmoins, ces rapports ne sont pas publiés.

Seule le CPGRP de Doba nous communiqué ses rapports financiers au titre de 2019. Selon ces rapports, la situation des ressources et des dépenses se présentent comme suit :

	Montant en FCFA (selon la situation des engagements et de paiements 2019 datée du 14 janvier 2020)	Montant en FCFA (Selon le rapport financier du 1 ^{er} et 2 ^{ème} Trimestre 2019)
Ressources 2019		3 245 543 474
Dépenses d'investissement 2019	2 654 477 587	2 728 371 951
<i>Enseignement Primaire, Secondaire et supérieur</i>	<i>1 152 446 444</i>	
<i>Eau et assainissement</i>	<i>1 079 362 158</i>	
<i>Développement rural</i>	<i>2 787 250</i>	
<i>Santé Public</i>	<i>92 999 834</i>	
<i>Energie</i>	<i>87 499 440</i>	
<i>Projets généraux</i>	<i>239 382 461</i>	
Dépenses de fonctionnement 2019		210 393 362

Les deux situations communiquées par le CPGRP de Doba comportent des incohérences au niveau des dépenses d'investissement et n'incluent pas une situation de rapprochement des comptes bancaires et la justification du solde du CPGRP. Les rapports fournis ne permettent pas également de mesurer le taux de réalisation des projets par rapport au budget .

(ii) Secteur minier

Le Code Minier de 2018 a introduit pour la première fois un mécanisme de transfert des revenus miniers au profit des collectivités locales. Ce mécanisme est prévu par l'article 383 du Code qui stipule que « 5% des recettes minières provenant de la zone productrice sont versées dans un fonds d'appui au développement local destiné à contribuer au développement socio-économique des collectivités territoriales situées dans les zones d'intervention des sociétés minières » et l'article 315 qui stipule que « 5% des revenus provenant des activités minières sont affectés aux Collectivités Territoriales Décentralisées sur le territoire desquelles se trouvent les sites d'exploitation minière. »

Les modalités d'alimentation, d'opération et de fonctionnement sont fixées par décret sur proposition du Ministre en charge des Mines. Nous comprenons toutefois que les transferts n'étaient pas effectifs en 2019 en raison de la non publication du décret en question.

Selon les données de la DGTM, les revenus miniers¹ ont totalisé un montant de 977 375 910 FCFA. Les transferts théoriques par région bénéficiaire se présente comme suit :

Zone	Sociétés	Revenus miniers en FCFA	Transferts aux collectivités (5%)
Abéché	GAZELLE	7 736 800	386 840
Total Abéché		7 736 800	386 840
Biltine	GUENGUET	11 586 900	579 345
Total Biltine		11 586 900	579 345
Bongor	SATOM	62 144 400	3 107 220
Total Bongor		62 144 400	3 107 220
BORKOU	Autres sociétés Minières	30 735 000	1 536 750

¹ Les revenus pris en compte incluent les droits fixes, redevance superficielle, mes taxe ad valorem et la taxe d'extraction

Zone	Sociétés	Revenus miniers en FCFA	Transferts aux collectivités (5%)
Total BORKOU		30 735 000	1 536 750
Chagoua	Autres sociétés Minières	10 046 600	502 330
Total Chagoua		10 046 600	502 330
Doba/Bebedja	STAR OIL FIELD	5 631 000	281 550
Total Doba/Bebedja		5 631 000	281 550
Doba/Moundou	ENCOBAT	4 819 500	240 975
Total Doba/Moundou		4 819 500	240 975
Farcha	Autres sociétés Minières	32 856 000	1 642 800
Total Farcha		32 856 000	1 642 800
Gaoui	Autres sociétés Minières	300 000	15 000
Total Gaoui		300 000	15 000
Kalaït	GUENGUET	23 174 500	1 158 725
Total Kalaït		23 174 500	1 158 725
KANEM/BAHR ELGAZEL	Autres sociétés Minières	24 200 000	1 210 000
Total KANEM/BAHR ELGAZEL		24 200 000	1 210 000
Klessoum	Autres sociétés Minières	13 464 600	673 230
Total Klessoum		13 464 600	673 230
LAC	Autres sociétés Minières	19 720 000	986 000
Total LAC		19 720 000	986 000
Mandalia	Autres sociétés Minières	4 473 000	223 650
Total Mandalia		4 473 000	223 650
Mandéla	ABOURACHID Mining	2 200 000	110 000
	AL RAHIM	2 300 000	115 000
	AL-CHADJAA	2 200 000	110 000
	CGCOC Group	31 168 000	1 558 400
	SGTT	2 300 000	115 000
	SOCA	1 150 000	57 500
	SOPIMEX	2 300 000	115 000
Total Mandéla		43 618 000	2 180 900
Massaguet	SOTEC	360 000	18 000
Total Massaguet		360 000	18 000
Massénaya	BBM YOUSOUF	2 200 000	110 000
Total Massénaya		2 200 000	110 000
Moundou	STAR OIL FIELD	2 737 200	136 860
Total Moundou		2 737 200	136 860
Ndjamena	Scientific Minerals	2 000 000	100 000
Total Ndjamena		2 000 000	100 000
N'djamena	AL IMMAN	2 200 000	110 000
	AL RAHAMA	1 020 000	51 000
	ALASKA GOLD	2 193 600	109 680
	AL-KON	2 194 600	109 730
	ALPHA SERVICES	2 000 000	100 000
	BAROUA TOUSSINE	1 100 000	55 000
	BKAM MINES	2 058 027	102 901
	CAISI-TCHAD	2 200 000	110 000
	CCM	30 353 250	1 517 663
	CGCOC Group	35 027 891	1 751 395
	EX BIANCO	2 197 000	109 850
	GOLD TCHAD	5 000 000	250 000
	GREENLINE INT. MINING	1 089 753	54 488
	HUA XIA GROUP	525 000	26 250
	IBET ADOUM	1 030 800	51 540
	ILAF-TCHAD	16 000 000	800 000
	KASSAYA GROUP	2 200 000	110 000
	LOUGOUM	2 200 000	110 000
	MEREDEX	2 000 000	100 000
	MIMO GOLD	2 186 000	109 300
	MININGRAND BUSINESS	20 500	1 025
	MISS	2 184 800	109 240

Zone	Sociétés	Revenus miniers en FCFA	Transferts aux collectivités (5%)
	OIL CHAD	2 196 400	109 820
	ORCOSARA	560 000	28 000
	P,BEC	2 172 600	108 630
	PSN/IMI WOOD	15 353 960	767 698
	SAMKY GOLD	1 020 000	51 000
	SCCC-SPA	18 670 000	933 500
	SOCIETE CONCASSAGE HADJER LAMISS	82 888 420	4 144 421
	SOGEM	120 185 500	6 009 275
	SOMISA	1 089 400	54 470
	SONADEM	2 000 000	100 000
	SOTEC	264 760 909	13 238 045
	STAM	15 500 000	775 000
	STAR OIL FIELD	15 150 000	757 500
	WADI MOURTCHA	2 200 000	110 000
Total N'djamena		660 728 410	33 036 421
Wallia	Autres sociétés Minières	14 844 000	742 200
Total Wallia		14 844 000	742 200
Total général		977 375 910	48 868 796

(*) Droits fixes, redevances superficielles, redevances proportionnelles reportés par la DGTM hors appuis institutionnels

4.10.4 Schéma de circulation des flux

Les schémas de circulation des flux de paiements provenant du secteur des industries extractives peuvent être présentés comme suit :

Figure 15 Schéma de circulation des flux du secteur pétrolier

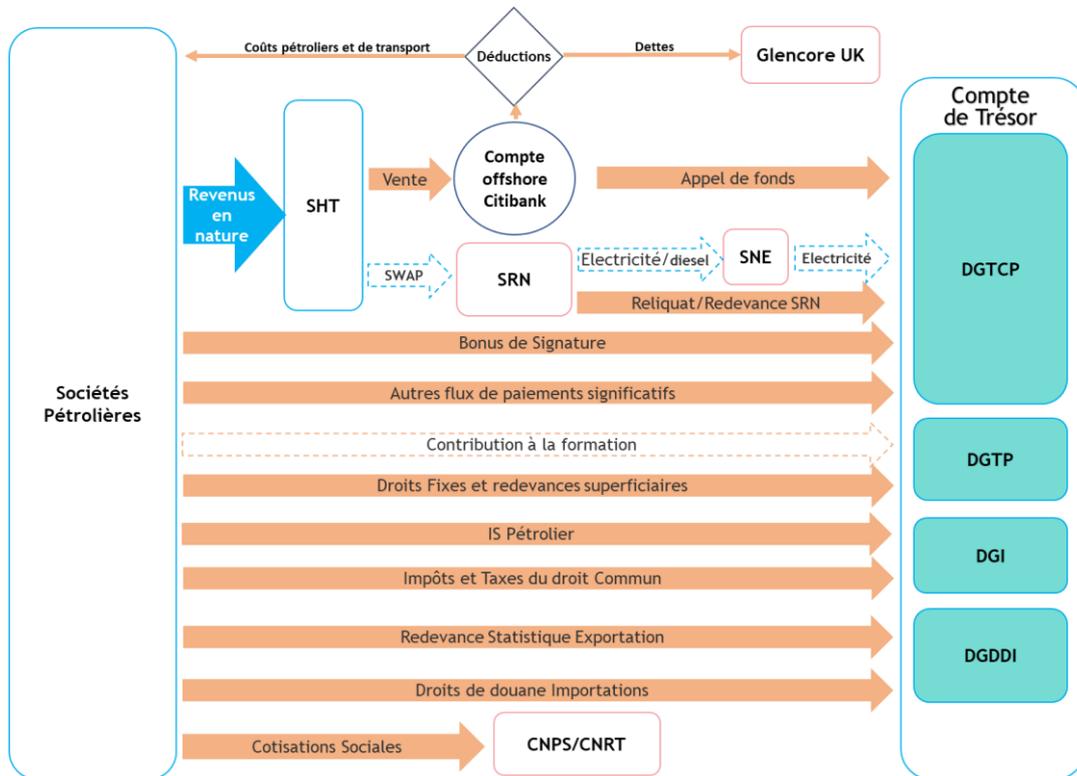


Figure 16 Schéma de circulation de flux du transport pétrolier

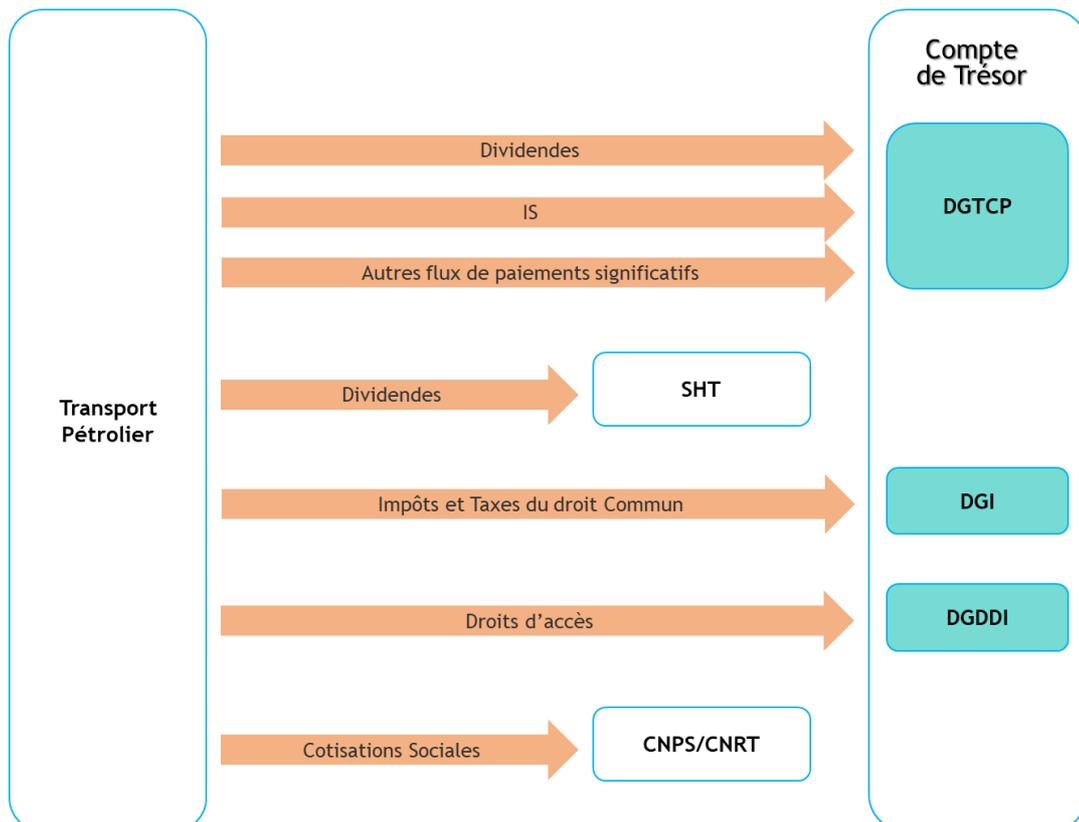


Figure 17 Schéma de circulation de flux du secteur de raffinage

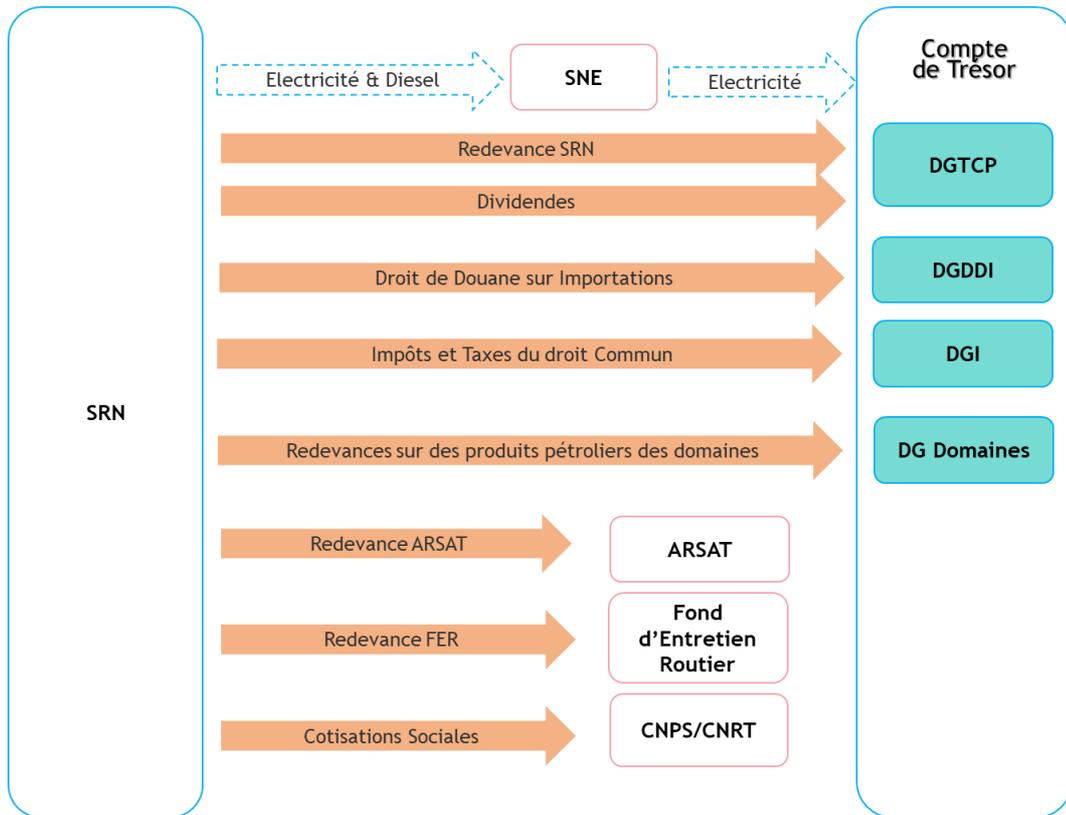
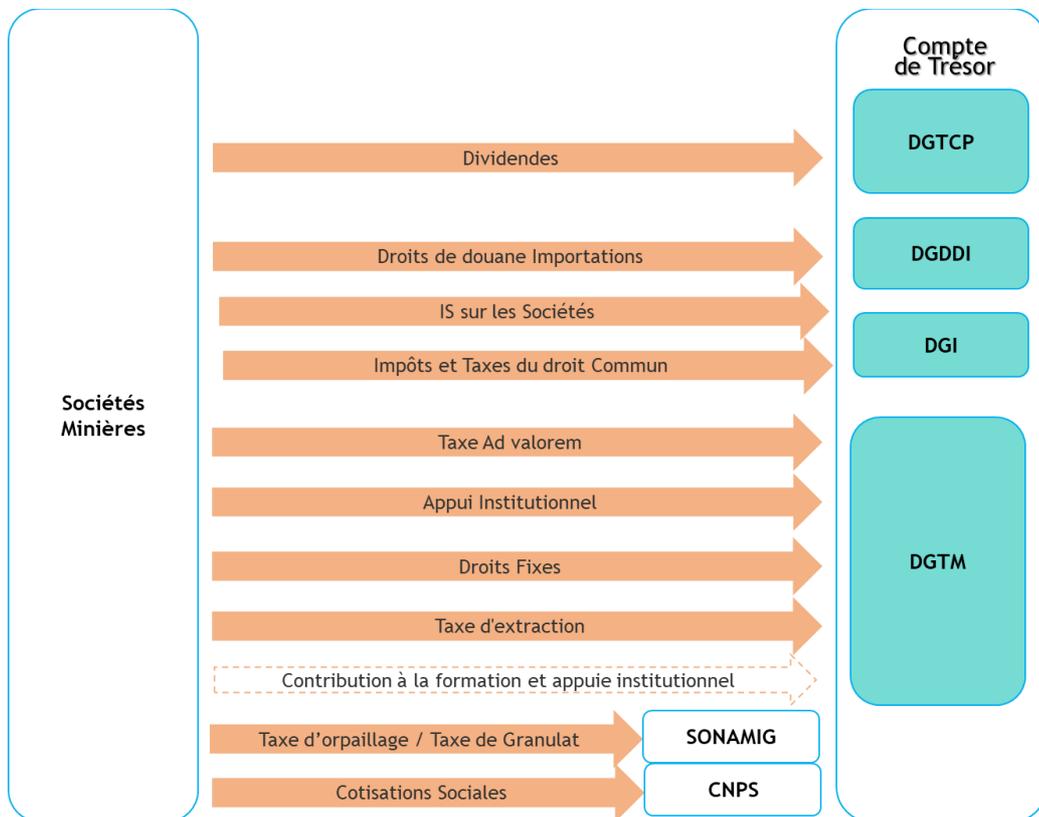


Figure 18 Schéma de circulation de flux de paiement du secteur minier



4.11 Dépenses quasi budgétaires

4.11.1. Définition

Pour l'indentification des dépenses quasi budgétaires dans le cadre du présent rapport, il a été pris en compte les dépenses engagées par les sociétés d'État ou leurs filiales pour le financement de services non commerciaux (sociaux par exemple), d'infrastructures publiques, de subventions sur les combustibles ou de la dette nationale, y compris la bonification des intérêts, en marge du processus budgétaire national.

Et d'une manière générale, toutes les dépenses engagées pour le compte de l'Etat et non retranscrites dans le budget ayant pour effet de sous-estimer les charges budgétaires et par conséquent la taille du budget ou le déficit budgétaire ont été considérées comme dépense quasi budgétaire pour le besoin du présent rapport.

4.11.2. Secteur des Hydrocarbures

La DGTCP et la SHT a été sollicitées pour reporter toutes les dépenses quasi-budgétaires selon la définition indiquée ci-dessus, sans application de seuil de matérialité. Aucune donnée n'a été reportée par les deux structures.

Néanmoins, l'analyse des états financiers de SHT et des données de vente des parts de production dans les contrats pétroliers a révélé l'existence des opérations suivantes qui pourraient être assimilées à des dépenses quasi budgétaires :

❖ Subvention de l'Energie

Conformément au Mémoire d'entente signé le 7 janvier 2018 entre l'Etat, la SHT, CNPCIC, Cliveden et la SRN, l'Etat et la SHT s'engagent vendre durant la période du 1er janvier 2018 jusqu'au 31 décembre 2023 entre 3,8 et 4,3 millions de barils à la raffinerie nationale (SRN) à un prix fixe (46,85 dollars). Les volumes sont imputés en priorité sur la redevance en nature et l'Interest Oil de la SHT(ETAT) dans le consortium CNPCI.

Dans le cas où le prix net du pétrole brut sur le marché international après déduction de 1) la décote (« sale discount »), 2) la redevance statistique pour le pétrole brut exporté à l'exclusion de la Redevance en Nature, 3) le tarif de transport de TOTCO/ COTCO et 4) le tarif de transport Ronier-Komé (le « Prix A») est supérieur au prix de vente du pétrole brut à SRN après déduction de 5) le tarif de transport Ronier-Djermaya (le « Prix B »), CNPCIC et Cliveden verseront une compensation à SHT. Le montant de la compensation sera égal au volume de Redevance en Nature et d'Interest Oil fourni à SRN (« V1 ») moins 40% (taux de participation de la SHT dans le capital de la SRN) du volume livré à la SRN (« V2 ») multiplié par la différence entre le Prix A et le Prix B, tel qu'indiqué dans la formule suivante : $(V1 - V2) * (\text{Prix A} - \text{Prix B})$. Ladite compensation sera calculée, et versée trimestriellement à la SHT.

Il ressort donc que l'Etat n'est dédommagé que de la différence entre les cours mondiaux et le prix fixé qu'à hauteur de 60 % du volume cédé à SRN au titre de la redevance et de l'Interest Oil. La décote sur les 40% des volumes cédés est supportée indirectement par le budget sans qu'elle soit transcrite dans les comptes de l'Etat en tant que subvention ou de dépenses budgétaires. Cette décote pourrait donc être assimilée à une dépense quasi budgétaire.

En l'absence d'éléments suffisants concernant les coûts se rapportant à la décote (« sale discount »), 2) la redevance statistique, le tarif de transport de TOTCO/ COTCO et le tarif de transport Ronier-Komé et le tarif de transport Ronier-Djermaya (le « Prix B »), cette décote a été calculé sur la base de la différence entre le prix moyen d'exportation et le prix de vente à la SRN compte non tenu des autres coûts. La dépense quasi budgétaire au titre de 2019 a été estimé à 22,4 millions USD dont le détail de calcul se présente comme suit :

DATE D'ENLEVTE	Expéditeur	QTE ENLEVEE (NET) (BBLS)	VALEUR DE L'ENLEVEMENT (US \$)	Prix Vente SRN (US \$)	Prix Vente Marché (US \$) (1)	Prix Exportation Moyen (US \$)	Décote (US \$)	Dépense Quasi-Budgétaires (US \$) 40%
Janvier	SHT	379 650	17 786 625	46,85	59,445	59,445	12,595	1 912 668
Février	SHT	325 557	15 252 363	46,85	56,751	65,110	9,901	1 289 339
Mars	SHT	189 644	8 884 814	46,85	62,742	66,482	15,892	1 205 527
Avril	SHT	294 742	13 808 649	46,85	67,774	71,457	20,924	2 466 870
Mai	SHT	441 639	20 690 787	46,85	63,772	71,064	16,922	2 989 366
Juin	SHT	452 759	21 211 762	46,85	62,954	62,954	16,104	2 916 487
Juillet	SHT	408 593	19 142 583	46,85	62,596	64,580	15,746	2 573 482
Août	SHT	387 779	18 167 467	46,85	57,088	59,768	10,238	1 588 034
Septembre	SHT	140 588	6 586 570	46,85	61,469	62,083	14,619	822 101
Octobre	SHT	377 499	17 685 807	46,85	55,844	59,725	8,994	1 358 089
Novembre	SHT	367 617	17 222 841	46,85	59,542	62,618	12,692	1 866 316
Décembre	SHT	233 932	10 959 732	46,85	62,027	65,624	15,177	1 420 159
Total		4 000 000	187 399 999					22 408 439

Par ailleurs, la contrepartie de la redevance en nature vendue à SRN dans le cadre des opérations de SWAP décrites dans la section 4.9.3.3 est perçue sous forme d'électricité produite par SNE et SRN pour le compte de l'Etat. Seule la contrepartie des volumes non utilisés dans le cadre des opérations de SWAP est reversée au Trésor public.

La DGTCP n'a pas reporté de recettes au titre de la redevance SRN en 2019. Par ailleurs, il n'est pas clair si l'électricité et le diesel reçus par SNE de la part de SRN, dans le cadre des opérations de SWAP susmentionnées, font l'objet d'une facturation de la part de l'Etat à SNE. Si ce n'est pas le cas, la contrepartie de la redevance en nature ayant fait l'objet des opérations de SWAP n'est pas transcrite au niveau du budget. Elle est assimilée dans ce cas à une subvention indirecte du secteur de l'énergie au Tchad.

En 2019, les opérations de SWAP ont concerné un volume de 4 000 000 barils pour une valeur de 187 399 999 USD. La subvention est estimée à 171 399 999 USD après déduction des coûts de transport qui sont payés par SRN pour le compte de l'Etat.

Ainsi, la subvention totale accordée au secteur de l'énergie est estimée à un montant de 193 808 438 USD.

❖ *Prêts bonifiés*

L'analyse des états financiers de SHT fait ressortir au niveau du poste « autres créances » un prêt accordé au Trésor public avant 2019 pour un montant de 4,5 milliards de FCFA. Le prêt, non encore remboursé au 31 décembre 2019, ne donne pas lieu à une rémunération à la SHT. Les intérêts non décomptés au titre de ce prêt pourraient être assimilés à des dépenses quasi budgétaires. Si l'on considère le taux d'intérêt moyen pondéré de la dette intérieure du Tchad qui s'élevait à 2,9%¹ en 2019, les intérêts bonifiés sont estimés à un montant de 103,5 millions de FCFA.

❖ *Remboursement de la dette Glencore*

En 2013, l'Etat a emprunté 600 millions de dollars pour le financement du budget et, en 2014, la SHT a emprunté – avec une garantie de l'Etat – 1,356 milliard de dollars EU pour l'achat d'une part de 25 % dans le Consortium de Doba (Esso). Le remboursement de cet emprunt garanti par le pétrole de l'Etat s'effectue par déduction directe sur le produit des cargaisons de pétrole de l'Etat vendues par Glencore - engagé contractuellement pour distribuer le pétrole de l'Etat sur le marché international. Ces deux emprunts ont fait l'objet d'une restructuration en 2015 puis en 2018 suivant les conditions décrites dans la section 4.9.3.2 du présent rapport.

Les intérêts rachetés dans le Consortium de Doba figure parmi les actifs de la SHT à travers la participation de 100% dans le capital SHT-PCCL. La dette ayant servi à l'acquisition de cette participation figure parmi les passifs de la SHT au niveau de la rubrique « Dettes financières ».

L'analyse des états financiers de la SHT ne font pas état de la constatation dans son compte de résultat des revenus provenant de la commercialisation des parts de production revenant à SHT-PCCL. Nous comprenons que ces revenus nets des paiements de la dette envers Glencore sont déposés sur un compte offshore Citibank. Le ministère des Finances est en charge du transfert des recettes pétrolières nettes des coûts pétroliers et des coûts de transport sur le compte du Trésor.

Les revenus se rapportant aux participations de SHT-PCCL nets du remboursement de la dette Glencore, des coûts pétroliers et des coûts de transport s'y rattachant pourraient être assimilés à des dépenses quasi budgétaires.

Les données communiquées d'une manière agrégée sur les coûts déduits au titre du service de la dette et des coûts pétroliers n'ont pas permis de savoir si la vente des parts de SHT-PCCL a dégagé un excédent ayant servi à financer le budget de l'Etat au titre 2019.

Il y a lieu de noter que les revenus de vente des parts de SHT PCCL ont rapporté des revenus bruts de 178,2 millions de USD en 2019 pour un volume de 2 891 706 barils. Selon les données du MFB, le service de la dette Glencore au titre de 2019 a été de 94,7 millions USD².

4.11.3. Secteur minier

La SONACIM et la SONAMIG ont été sollicitées pour reporter les dépenses quasi-budgétaires sans application de seuil de matérialité. Aucune dépense n'a été reportée par les deux sociétés.

Néanmoins, les états financiers 2019 de la SONACIM affichent des paiements se rapportant à des dons pour un montant de 58,2 millions FCFA. Les données sur la nature de ces dépenses et sur leurs bénéficiaires n'ont pas été communiquées.

¹ Rapport de Gestion de la dette publique 2019, Direction de la dette, MFB

² Source : Note n° 11 sur le secteur pétrolier au quatrième trimestre 2019

4.12 Dépenses sociales et économiques

4.12.1 Secteur des hydrocarbures

4.12.1.1 Dépenses sociales obligatoires

La Loi N° 006/PR/2007 et les textes d'application ne comportent pas dispositions en matière de dépenses sociales obligatoires.

Nous avons procédé à l'examen d'un échantillon de contrats pétroliers pour identifier l'existence de clauses sur les dépenses sociales. Sur les contrats examinés, seule le CPP signé le 6 septembre 2019 avec EWAAH INVESTORS LIMITED stipule dans son article 9.1 que « le Contractant mènera dans le cadre social un programme d'investissement communautaire pour un montant minimum 3 500 000 USD ». Le Contrat précise que ce budget doit être dépensé pendant la période initiale de l'Autorisation exclusive de recherche (5 ans) sans fixer de budget annuel minimum. Il y a lieu de noter que l'Autorisation de recherche a été accordée le 7 janvier 2020 ce qui exclut l'engagement de dépenses sociales obligatoires par la société en 2019.

4.12.1.2 Dépenses sociales volontaires

Les sociétés peuvent contribuer volontairement dans le financement des programmes sociaux ou de travaux d'infrastructures au profit des populations locales. Ces contributions volontaires sont généralement effectuées dans le cadre de mise en œuvre des politiques RSE (Responsabilité Sociétale de l'Entreprise) des sociétés.

Les sociétés n'ont pas soumis de déclarations ITIE. Les dépenses sociales volontaires engagées en 2019 n'ont pas donc été prises en compte dans le cadre du présent rapport.

Néanmoins, l'analyse des rapports se rapportant à la responsabilité sociétale des principaux opérateurs pétroliers au Tchad fait ressortir des dépenses sociales engagées au cours de 2019 et des années antérieures. Ces dépenses se détaillent comme suit :

Tableau 53 Dépenses sociales volontaires des opérateurs pétroliers (2019)

Société	Dépenses sociales
CNPC ¹	<ul style="list-style-type: none"> ➤ le parrainage du projet « Sweet Water Community » visant à aider Gudawa à passer d'un petit village arriéré de 500 habitants à une nouvelle ville de plus de 10 000 habitants. Le projet a inclus le forage de 49 puits d'eau au profit de 25 000 habitants dans 29 villages, la construction de la route principale à Gudawa et d'une école primaire publique pouvant accueillir 300 élèves ; ➤ l'octroi d'un don de 950 000 USD accordée sur la période 2018- 2019 à une l'association dénommée Majestic Heart et destiné à aider les régions locales dans les domaines de l'éducation, de la culture, des soins de santé et de l' enfance ; et ➤ le parrainage d'un semi-marathon pour la Paix
Glencore Exploration (DOB/DOI) Limited/PCM ²	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Maternité de Bemangra : la construction d'un nouveau centre de maternité situé dans la ville de Bemangra et réparation du bâtiment du centre de santé existant. Les nouvelles installations comprennent des soins prénatals et postnatals, des salles d'observation, une salle d'accouchement, un cabinet de sage-femme, un bureau et une fosse septique. Le bâtiment a son propre système d'approvisionnement en eau et en éclairage solaire. La remise officielle à la communauté a eu lieu le 23 aout 2019. Le coût total révisé de l'infrastructure s'est élevé à 68 820 440 FCFA, y compris l'approvisionnement en eau de la maternité. ➤ Dons de matériels: Dans le cadre de l'appui apporté aux communautés locales dans leurs activités, des dons de divers matériels (générateurs, moulins portatifs, bicyclettes, haut-parleurs, machines à coudre, séchoirs, charrues, charrettes, machines d'extraction d'huile) ont été faits à des groupements, associations et institutions communautaires locaux dans les cantons de Donia, Timberi, Mbaikoro, Krimkrim, Doguidi et Bemangra. Le coût total s'est élevé à 5 536 900 CFA. ➤ Compensation communautaire: La compensation communautaire résulte de l'envergure des terres communautaires acquises pour les activités de la Compagnie, qui ne sont pas éligibles à une compensation individuelle. Le village de Melom a bénéficié d'un projet de construction d'école primaire: un bâtiment de trois salles de classe équipées, un bureau, un magasin et deux toilettes. Le projet a débuté en 2018 et s'est achevé cette année par une remise officielle à la communauté le 12 septembre 2019. Le coût révisé total s'est élevé à 50 807 404 CFA. ➤ Don de matériel agricole en faveur de groupements locaux: La cérémonie de remise aux groupements locaux formés par le projet agricole a eu lieu en décembre. Le matériel agricole, d'un coût total de 4 531 000 CFA, a été offert à ces groupements locaux pour soutenir le développement de leurs activités sur leurs propres terres. ➤ Livres offerts aux élèves: Pour encourager les élèves et les enseignants à améliorer leurs compétences en lecture et en enseignement, des dons de 487 livres de lecture ont été faits aux écoles de Melom et Bardira, toutes deux construites par PCM. Coût total : 2 712 150 CFA. ➤ Formation à l'entretien et à la réparation des puits d'eau: Afin d'aider la communauté à prendre la charge des puits forés par PCM dans le cadre de la compensation communautaire ou de l'investissement social, 24 personnes provenant des différents cantons avoisinant les deux sites (001 et DOB) ont reçu une formation en entretien et réparation des puits ainsi que des boîtes à outils (comprenant du matériel d'entretien et de réparation de base). Le coût total s'est élevé à 9 085 000 CFA.

¹ 2019 Corporate Social Responsibility Report

² Rapport annuel 2019 relatif au CPP2 (DOB/DOI)

Société	Dépenses sociales
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Un puits d'eau a été foré au lycée de Tirnberi, puis officiellement remis à la communauté le 18 décembre 2019. Le coût total s'est élevé à 8 866 940 CFA ➤ Projet agricole dans les zones humides: <ul style="list-style-type: none"> - Production issue du projet dans les zones humides: Vente de légumes et fruits à CIS : 5268970 CFA. Ces sommes sont réinvesties dans l'exploitation du jardin. - Investissements dans le projet agricole: Dépenses relatives à l'embauche de travailleurs locaux: 14 128500,00 CFA, gasoil pour l'irrigation: 1 927 464,00 XAF, semences, engrais naturels, pesticides: 1 143 350 CFA. - Traitement des déchets: 9342 m3 d'eaux usées traitées et utilisées pour l'irrigation des plantes. - Pompe à eau utilisée pour le maraîchage: 40409 m3. ➤ Partenariat avec la communauté locale: <ul style="list-style-type: none"> - Diverses formations ont été organisées au profit des groupements locaux dans le cadre du projet agricole : développement de la biomasse et fabrication de compost, fabrication de biopesticide, technique de paillage, fiches relatives aux aspects agrotechniques, formation et sensibilisation à la sécurité. Les membres des 3 groupements formés dans le cadre du projet agricole ont réussi leur formation et reçu du matériel agricole pour développer le maraîchage sur leurs propres terres. De plus, des graines et des jeunes plants sont régulièrement donnés aux communautés. Introduction et vulgarisation de nouvelles variétés (ananas, patates douces, manioc). - L'ANADER, l'agence nationale d'appui au développement rural, est invitée chaque mois à un échange d'expériences avec les chefs de projets agricoles afin de mieux former les groupements locaux.
ESSO/PETRONAS ¹	<p>Compensation</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 465 personnes ont été indemnisées pour un total de 335 635 \$ (167 817 500 millions de FCFA) en 2019. ➤ Depuis le début du projet, 33 316 personnes ont été indemnisées pour un total de 22 435 544,52 M \$ (11,218 milliards de FCFA).
	<p>Donations</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ (24) donations effectuées dans le cadre des visites de courtoisie des employés de l'EEPCI aux communautés impactées ➤ Fourniture d'outils agricoles et de produits vétérinaires de base à 81 groupes villageois ➤ 5157 livres de mathématiques et de français et 64 boîtes de craie ont été offerts à 55 établissements primaires du public et privé. ➤ Don de moustiquaires imprégnées et de consommables médicaux aux centres de santé de Miandomou et de Bero à l'occasion de la célébration de la Journée Mondiale du paludisme.
	<p>Programme d'amélioration de l'infrastructure communautaire</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Route: réparé 21 km de route de Bero à la jonction Mbéré à travers Mainani et le village Kome. ➤ Eau: 11 puits d'eau ont été forés.
	<p>Programme Agricole</p> <p>Offert à 20 groupes de village pour aider à produire diverses cultures sur 140 hectares:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Matériel de labour (charrues - harnais - bœufs - brouettes - chariots - houes - tout type de chargement) ➤ Graines (arachides , sésame , riz - haricots) ➤ Traitement (engrais - produits phytosanitaires - appareil de pulvérisation) ➤ Bâches pour sécher les produits de récolte ➤ Emballage (sacs de 100 kilos) ➤ Stockage - 20 greniers ont été construits pour stocker les cultures ➤ Formation sur le programme technique; compostage; organisation paysanne - gestion des revenus).
	<p>Sponsoring et soutien financier</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Support Financier au programme de Master II en Ingénierie Electrique et Mécanique à l'INSTAT d'Abéché (bourse d'étude aux cinq meilleurs lauréats, prise en charge des frais d'enseignement des professeurs étrangers et financement des équipements et matériels didactiques de laboratoire) par ESSO et SHT pour un montant total annuel de \$140.000 (81 millions FCFA) ➤ Sponsoring du 34ème Congrès de la Conférence Internationale des Barreaux, visant à promouvoir la profession d'avocats à travers le monde en décembre 2019. ➤ Sponsoring du Festival National des Arts et de la Culture "Festival DARY" organisé par le Ministère du Développement du Tourisme, de la Culture et de l'Artisanat en décembre 2019. ➤ Activités menées dans le cadre de l'édition 2019 de la Journée Mondiale de Lutte contre le Paludisme : <ul style="list-style-type: none"> - Soutien technique et financier au ministère de la Santé publique : T-shirts, couverture médiatique et participation à différents panels et activités - Campagne de sensibilisation et don de médicaments et pour les centres de santé de Miandomou et Bero
<p>Projets financés par la Fondation ExxonMobil</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Amélioration de la qualité des services de lutte contre le paludisme au Tchad par JHPIEGO : <ul style="list-style-type: none"> - Support technique en matière formation, supervision et gestion de données au niveau des hôpitaux et centres de santé fonctionnels des districts de la région du Logone Oriental. 	

¹ Revue Annuelle avec le Gouvernement Tchad sur les relations communautaires (22 avril 2020)

Société	Dépenses sociales
	<ul style="list-style-type: none"> - Appui à la finalisation des directives nationales en matière de prévention et prise en charge du paludisme chez la femme enceinte - Formation d'un réseau d'agent de santé communautaire (ASC) dans le domaine de la sensibilisation et la prise en charge du paludisme <p>➤ Financement de la participation de deux femmes tchadiennes au Programme Mondial de formation des Femmes en Management (GWIM) , qui est un atelier intensif de trois semaines à Arlington VA (États-Unis), réunissant des femmes de différents continents et pays pour renforcer leurs compétences en gestion de projet, en gestion financière, en leadership, en suivi et évaluation, en collecte de fonds, en coaching et plaidoyer afin de renforcer la prise de conscience des participantes, en organisation des systèmes; afin qu'elles puissent concevoir et mettre en œuvre des activités qui favorisent leur développement socio-économique.</p>
OPIC ¹	<p>Dons divers à associations tchadiennes et aux écoles de la Zone du champ ORYX pour un montant de 25 000 USD. Les dons incluent :</p> <ul style="list-style-type: none"> - salles de classes à l'École primaire à IVIBAGDJAM(3) et École primaire à MANDA(2) - 8 puits d'eau aux régions de Mouroumar, Kiagor, Dongaou, Bolobo, Mbagdjam, Togosso, Dogoiningai - 1 puit d'eau à N'Djaména ; - Soutien et participation au 2e Festival DARY ; - Soutient à l'Association d'Encadrement des Enfants des Militaires, Anciens Combattants et Victimes de Guerre(AEEMACVG) ; - Soutien pour la fête du 1er mai ; et - Dons au Centre hospitalier de Bènoye, au Centre social de Djarabé (Bebalem) et à un orphelinat à N'Djaména Dons des matériels à l'Ecole d'Amitié par OPIC
United Hydrocarbon Chad LTD ²	Formation de vétérinaires dans la région de Kanem pour un coût total de 21 469 580 FCFA.

4.12.1.3 Contenu local

En ce qui concerne le secteur pétrolier, l'examen de Loi No 006/PR/2007 relative aux hydrocarbures incluent des dispositions se rapportant au contenu local dont principalement :

- l'obligation d'association de la société nationale dans la construction des infrastructures de transport (article 32.5); et
- l'approvisionnement prioritaire du marché local, et à prix préférentiel pour le Tchad (Article 58.1);

La Loi No 006/PR/2007 est complétée par les dispositions du contrat type de partage de production qui prévoit les mesures suivantes :

Disposition	Contenu
Article 25.6 Préférence aux entreprises tchadiennes	<p>Le Contractant ainsi que ses Sous-traitants accordent la préférence aux entreprises tchadiennes pour les contrats de construction, de fourniture et de prestation de services, à conditions équivalentes de qualité, prix, quantité, délais de livraison, conditions de paiement, garanties présentées et services après-vente.</p> <p>Avant le 31 octobre de chaque année, le Contractant présente à l'Etat pour l'Année Civile suivante un programme détaillé de formation, par niveau de responsabilité, du personnel de nationalité tchadienne employé par le Contractant, indiquant les budgets qui y sont affectés.</p>
Article 26.9 Personnel tchadien et formation	<p>Sauf accord contraire des deux parties, les budgets annuels consacrés à la formation seront au maximum de cent mille (100 000) Dollars pour l'Autorisation Exclusive de Recherche. Ce montant sera porté, pendant la période d'Exploitation, à un pour cent (1%) de la masse salariale (hors prime et avantages) de l'Opérateur versée au titre des Opérations Pétrolières relatives à cette autorisation et portée dans les Coûts Pétroliers y relatifs.</p>
Article 44.1 Contribution du Contractant à la formation et au perfectionnement	<p>Le Contractant contribuera à la formation et au perfectionnement des agents du Ministère chargé des Hydrocarbures et à la promotion de l'emploi suivant les modalités ci-après : A compter de l'entrée en vigueur du Contrat, le Contractant s'engage à supporter, pour chaque Année Civile (et au prorata des mois, pour l'Année Civile au cours de laquelle le Contrat entre en vigueur et pour celle au cours de laquelle l'Autorisation Exclusive de Recherche prend fin) et jusqu'à la fin de l'Autorisation Exclusive de Recherche, des dépenses à concurrence de deux cent cinquante mille (250 000) Dollars au titre du plan annuel de formation et de promotion de l'emploi ;</p> <p>Dès l'octroi au Contractant de toute Autorisation Exclusive d'Exploitation, le Contractant s'engage à supporter, pour chaque Année Civile (et au prorata des mois, pour l'Année Civile au cours de laquelle l'Autorisation Exclusive d'Exploitation est octroyée et pour celle au cours de laquelle cette même autorisation prend fin) et par Zone Contractuelle d'Exploitation, des dépenses à concurrence de cinq cent mille (500 000) Dollars au titre du plan annuel de formation et de promotion de l'emploi.</p>

¹ Revue annuelle 2019, OPIC Africa (8 Juin 2020)

² Déclaration ITIE 2019

4.12.2 Secteur minier

4.12.2.1 Dépenses sociales obligatoires

Le Code Minier de 1995 n'a pas prévu de dispositions se rapportant à des paiements sociaux obligatoires à l'exception des dispositions en matière de contenu local listé dans la section 4.12.2.3.

Néanmoins, certaines conventions minières signées sous le Code de 1995 peuvent inclure des dispositions en matière de dépenses sociales obligatoires. A titre d'exemple :

- la convention¹ signées avec la Société de concassage de Hadger Lamis signées en Septembre 2015 inclue dans son article 9 l'obligation pour la société de mettre en place un appui social aux populations locales de 2% de ses résultats nets pendant ses 5 premières années d'activité. La convention ne précise pas les modalités de mise en œuvre de l'appui.
- La convention² signée avec la société Transcom signée en janvier 2016 prévoit dans son article 14.2 l'obligation pour la société de contribuer à l'implantation, l'augmentation et l'amélioration d'une infrastructure médicale et sociale à une distance raisonnable du gisement à compter de la date de la première production.

Le nouveau Code Minier de 2018 a introduit des dispositions en matière sociale. En effet, dans ses articles 112, 146 et 155, toute demande d'un permis d'exploitation minière industrielle ou d'une autorisation d'exploitation industrielle de carrière doit être accompagnée d'un plan de développement communautaire qui couvre, entre autres, les aspects formation, infrastructures médicales, sociales, scolaires, routières, de fourniture d'eau, d'électricité. Les modalités de mise en œuvre, de contrôle et de suivi des projets et de programmes de développement sociaux destinés aux populations locales sont fixées dans la convention minière.³

Les sociétés n'ont pas soumis de déclarations ITIE. De ce fait les dépenses sociales obligatoires éventuelles engagées conformément aux conventions minières signées sous l'ancien Code Minier de 1995 n'ont pas été prises en compte dans le présent rapport. Par ailleurs, nous comprenons que depuis la promulgation du nouveau Code Minier (2018), aucun permis d'exploitation industrielle n'a été accordé et aucune convention minière n'a été signée.

4.12.2.2 Dépenses sociales volontaires

Les sociétés peuvent contribuer volontairement dans le financement des programmes sociaux ou de travaux d'infrastructures au profit des populations locales. Ces contributions volontaires sont généralement effectuées dans le cadre de mise en œuvre des politiques RSE (Responsabilité Sociétale de l'Entreprise) des sociétés.

Néanmoins, le secteur minier au Tchad est encore artisanal. Sa partie formelle est encore au niveau de la recherche et pas au niveau de l'exploitation. Même si les entreprises minières n'ont pas soumis de déclarations ITIE, les paiements sociaux volontaires ne devraient pas donc être significatifs dans le contexte du secteur minier Tchadien.

Par ailleurs, l'analyse des états financiers 2019 des deux sociétés d'Etat SONAMIG et SONACIM a permis d'identifier pour cette dernière des dons accordés pour un montant de 58,2 millions FCFA. Les données sur la nature de ces dons et sur leurs bénéficiaires n'ont pas été communiquées.

4.12.2.3 Contenu local

Les éléments de contenu local suivants sont contenus dans le Code Minier de 1995 :

- Les préférences/privileges accordés aux entreprises nationales (article 68).
- L'emploi, la formation technique et la promotion du Personnel Tchadien (article 69) ; et
- Le transfert de Technologie (article 70).

Le Code Minier de 2018 a reconduit les mêmes dispositions comme suit :

Disposition	Contenu
Article 269 Préférence aux entreprises tchadiennes	Le titulaire d'un titre minier ou d'une autorisation est tenu de recourir aux entreprises tchadiennes pour la sous-traitance et la fourniture des biens et services, notamment l'approvisionnement des intrants et autres consommables, si les conditions des prix, des qualités et des délais de livraison, sont similaires à celles offertes par des sous-traitants et fournisseurs étrangers.
Articles 271 et 272 Personnel tchadien	Le titulaire d'un titre minier ou d'une autorisation, ses sous-traitants et ses fournisseurs sont tenus d'employer en priorité, le personnel de nationalité tchadienne, sans discrimination aucune, notamment de genre, disposant des compétences requises, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur en matière d'emploi et de travail. Pour les postes de travail ne nécessitant pas de qualification particulière, quatre-vingt-dix (90%) des postes sont réservés aux nationaux, les dix pourcent (10%) restants devant être réservés aux sous régionaux et régionaux résidant sur le territoire.

¹ Source : <https://itie-chad.org/liste-des-contrats/>

² Source : <https://itie-chad.org/liste-des-contrats/>

³ Article 131 du Code Minier (2018)

Disposition	Contenu
Article 273 Formation	Le titulaire d'un titre minier d'exploitation ou d'une autorisation est tenu de soumettre au ministre en charge des mines et d'exécuter selon les priorités, des programmes de transfert de technologie et de savoir-faire liés à ses activités dans l'objectif d'encourager, de faciliter, de permettre le remplacement progressif du personnel expatrié par le personnel local.
Articles 112, 146 et 155 : Plan d'intégration du projet à l'économie locale	La demande du permis d'exploitation minière industrielle ou d'une autorisation d'exploitation industrielle de carrière permanente OU temporaire doit être accompagnée d'une étude de faisabilité comprenant un plan d'intégration du projet à l'économie locale nationale comprenant notamment un plan d'appui aux entreprises tchadiennes pour la création et/ou le renforcement des capacités des Petites et Moyennes Entreprises et Petites et Moyennes Industries (PME/PMI) ou des entreprises appartenant ou contrôlées par des Tchadiens pour la fourniture de biens et services largement utilisés dans la cadre de leurs activités et un plan de promotion de l'emploi des Tchadiens.
Article 131 : Transformation locale	La convention minière type doit inclure les modalités de mise à disposition de la production des substances minérales extraites affectées à la transformation locale dont le taux minimum est fixé à quinze pour cent (15%)

4.13 Dépenses environnementales

4.13.1 Secteur des hydrocarbures

4.13.1.1 Cadre institutionnel et juridique

Sur le plan institutionnel, le ministère de l'Environnement, de l'Eau et de la Pêche et le Ministère du Pétrole, des Mines et de l'Energie (MPME) constituent les principales instances nationales impliquées dans la gestion environnementale des projets pétroliers.

Sur le plan juridique, deux textes fondamentaux prescrivent l'obligation de protection environnementale et la réalisation d'une étude d'impact environnementale et sociale (EIES). Il s'agit de la Loi N° 014/PR/98 du 17 août 1998 portant principes fondamentaux relatifs à la protection de l'environnement et le décret N° 630/PR/PM/MERH/2010 du 04 août 2010 portant réglementation des études d'impacts sur l'environnement. Cette étude devra comprendre les impacts majeurs sur le plan environnementales et sociales caractérisé par toute demande d'opérer dans le secteur extractif au Tchad.

Les obligations environnementales sont également prévues dans la Loi N° 006/PR/2007 dont le détail se présente comme suit :

Disposition	Contenu
Article 10 de loi No 006/PR/2007	Le contrat pétrolier fixe : <ul style="list-style-type: none"> • les obligations en matière de protection de l'environnement, suivant la méthode de précaution, et complétant celles prévues par la législation et la réglementation Tchadiennes en vigueur ; • le financement et le mécanisme de fonctionnement du Fonds Spécial pour la gestion, la surveillance, le suivi et le contrôle des effets des activités pétrolières sur l'Environnement ; • les obligations en matière de travaux d'abandon des gisements et des puits à entreprendre avant l'expiration du Contrat pétrolier ou du Permis ;
Articles 26 de loi No 006/PR/2007	Le Titulaire de l'Autorisation de Prospection est tenu de communiquer dans les six mois de l'obtention de ladite Autorisation, pour approbation, au Ministre chargé des Hydrocarbures et au ministre de l'Environnement, une Étude d'Impact sur l'Environnement,
Article 29 de loi No 006/PR/2007	La demande du Permis d'Exploitation doit être accompagnée d'une Étude d'Impact sur l'Environnement (EIE) au sens de la présente Loi, assortie d'un Plan de Gestion Environnementale et d'un ou des Plans d'urgence tels que définis dans la Loi N° 014/PR/98 du 17 août 1998, définissant les Principes Généraux de la Protection de l'Environnement, ainsi que des mesures de mitigation, de compensation et ré installation éventuelles ayant obtenu l'agrément préalable du Ministre chargé de l'Environnement
Article 32 de loi No 006/PR/2007	La construction d'une canalisation de Transport est subordonnée à la présentation d'une étude d'impact environnemental et l'obtention de l'accord du Ministre chargé de l'Environnement et du Ministre chargé des Hydrocarbures.
Article 52 de loi No 006/PR/2007	Le Contractant devra réparer, à ses frais, tout préjudice causé aux gisements, aux personnes, aux biens ou à l'Environnement, à l'occasion de l'exercice de ses activités pétrolières. Le Titulaire est tenu de présenter un plan d'abandon pour chaque gisement avant son Exploitation, lequel doit fixer les conditions d'abandon et de remise en état du site. Le plan doit être approuvé par le Ministre chargé des Hydrocarbures et le ministre de l'Environnement.
Article 59 de loi No 006/PR/2007	Le Titulaire d'une Autorisation de Prospection, d'un Permis de Recherches ou d'Exploitation est tenu : <ol style="list-style-type: none"> a) d'élaborer, à ses frais, et avec la participation des compétences nationales, une Étude d'Impact Environnemental telle que définie dans la présente Loi. b) Prendre toutes les mesures nécessaires dans le but d'assurer une protection optimale de l'Environnement et de respecter les engagements pris dans l'Étude d'Impact telle qu'approuvée par le Ministre chargé des Hydrocarbures et le Ministre chargé de l'Environnement
Article 61 de loi No 006/PR/2007	Le Contractant ainsi que ses sous-traitants et partenaires sont tenus, obligatoirement, de souscrire à des polices d'assurances nécessaires afin de couvrir l'ensemble des activités pétrolières contre tous les risques d'accidents environnementaux notamment, et de façon non limitative, le déversement, la pollution, les déchets et tous les autres préjudices causés à l'écosystème dans sa biodiversité
Article 65 de loi No 006/PR/2007	Est créé un Fonds Spécial pour la gestion, la surveillance et le contrôle des effets des activités pétrolières sur l'Environnement, dont le financement et le mécanisme de fonctionnement sont déterminés dans le Contrat Pétrolier.
Article 37 du CPP	Les provisions pour Travaux d'Abandon d'une Année Civile sont versées par le Contractant, au plus tard le 31 mars de l'Année Civile qui suit, sur un compte ouvert au nom du Contractant et de l'Etat, en Dollars auprès de la Banque des Etats de l'Afrique Centrale, dans le cadre d'une convention de séquestre. Les provisions sont constituées sur la base d'un programme de Travaux d'Abandon qui n'est élaboré que lorsque le Contractant estime qu'au total, cinquante pour cent (50%) des réserves prouvées d'une Autorisation Exclusive d'Exploitation sont atteints.
Article 36 du CPP	Le rapport d'Etude d'Impact sur l'Environnement jugé recevable par l'administration chargée de l'Environnement est ouvert à la consultation du public pendant quarante-cinq jour à compter de la décision du Ministre chargé de l'Environnement portant sur la recevabilité du dit rapport. Pendant cette période, l'administration chargée de l'Environnement tient à la disposition du public

L'analyse des certains contrats pétroliers fait ressortir les obligations suivantes en matière environnementales :

- l'obligation de constitution d'un provision annuelle pour Travaux d'Abandon sur la base d'un programme que le Contractant doit élaborer à partir du moment où il estime qu'au total, cinquante pour cent (50%) des réserves prouvées d'une Autorisation Exclusive d'Exploitation sont atteints ; et
- l'obligation de publier le rapport d'Etude d'Impact sur l'Environnement à la consultation du public pendant une période de 45 jours à compter de la décision du Ministre chargé de l'Environnement portant sur la recevabilité.

Par ailleurs, la [Loi des finances 2010](#) telle modifiée par [la Loi de finances 2017](#) a institué une taxe pour la protection de l'environnement destinée à renforcer et à pérenniser les efforts engagés pour la protection de l'environnement. Cette taxe applicable aux sociétés extractives est prélevée à proportion de la puissance du moteur du véhicule et sur la consommation du carburant.

4.13.1.2 Dépenses environnementales

Sur la base du cadre juridique décrit ci-dessus, les dépenses environnementales dans le secteur des hydrocarbures incluent :

- La taxe sur la protection de l'environnement ;
- Les frais et coûts rattachés aux préjudices ou dommages faits à l'Environnement ;
- Les frais de souscription aux polices d'assurances nécessaire à la couverture des risques environnementaux ; et
- Les provisions versées pour abandon et remise en état des sites pétroliers.

Pour 2019, seule la DGDDI a reporté des paiements au titre de la taxe sur la protection environnementale (TPE) pour un total de 367 880 FCFA dont le détail par société se présente comme suit :

Société	Montan de la TPE en FCFA
CNPCIC	361 630
Esso	6 150
Petronas	100
Total	367 880

Les sociétés n'ont pas soumis de déclarations ITIE. De ce fait, les données au titre des autres dépenses environnementales n'ont pas été collectées dans le présent rapport.

4.13.1.3 Torchage du gaz associé au gisements de pétrole

Selon les dispositions de l'article 100 de la Loi La Loi N°006/PR/2007 du 2 mai 2007, si le Gaz naturel produit ne peut être utilisé pour les besoins des Opérations pétrolières ou ne peut être commercialisé, le Titulaire du Permis peut le brûler à la torche après avoir reçu l'autorisation préalable des Ministres chargés de l'Environnement et des Hydrocarbures. L'État a le droit d'utiliser, à ses propres frais et sans indemnité, toute quantité de Gaz naturel destinée à la torche.

Dans la pratique, le gaz associé aux gisements de pétrole au Tchad et non utilisé dans les opérations pétrolières est brûlé à la torche. Selon les données de la Banque Mondiale, les volumes brûlés en 2019 ont atteint 170 millions de mètre cube contre 210 en 2018¹. Le détail des volumes brûlés par consortium se présente comme suit :

Consortium	Gaz (en million de mètre cube)	
	2018	2019
CNPCIC	158	138
Esso	16	15
Petronas	36	17
Total	210	170

¹ Source : <https://www.ggfrdata.org/>

4.13.2 Secteur minier

4.13.2.1 Cadre institutionnel et juridique

Le secteur minier est régi par le même cadre institutionnel en matière environnementale que celui du secteur des hydrocarbures.

Sur le plan juridique et en plus de la Loi N° 014/PR/98 du 17 août 1998 portant principes fondamentaux relatifs à la protection de l'environnement et le Décret N° 630/PR/PM/MERH/2010 du 04 août 2010 portant réglementation des études d'impacts sur l'environnement, le Code Minier (2018) comporte des dispositions se rapportant à la gestion de l'environnement.

Les principales dispositions se présentent comme suit :

Disposition	Contenu
Article 71	La demande de permis de recherche minière doit être accompagnée L'engagement de fournir une notice d'impact environnementale et sociale établie et réalisée conformément à la réglementation en vigueur avant le début des travaux et au plus tard six (6) mois après la date d'octroi du permis de recherche minière
Article 89 , 112 et 146, 155	La demande de titres miniers et autorisations industrielles doit être accompagnée d'une étude d'impacts environnemental et social détaillée, assortie d'un plan de gestion environnementale et sociale, comprenant un plan de dangers, un plan de gestion des risques, un plan hygiène santé et sécurité, un plan de fermeture et de réhabilitation, un plan de réinstallation des populations affectées par le projet et les mesures d'atténuation des impacts négatifs et d'optimisation des impacts positifs et d'un plan de communication et de consultation publique
Article 184	Le titulaire d'une autorisation d'exploitation artisanale a l'obligation de contribuer à la restauration du site d'exploitation couvert par son autorisation. Une contribution de réhabilitation des sites d'exploitation dont le montant et les modalités de perception sont fixés par arrêté conjoint du ministre en charge des mines, du ministre en charge de l'environnement et du ministre en charge des finances est due par le titulaire en vue de garantir l'exécution de cette obligation.
Article 289	A défaut d'exécution par le titulaire des travaux des réhabilitation et des réparations conformément au présent code et sans préjudice de toutes autres actions ou poursuites pouvant être intentées contre le titulaire, ceux-ci sont exécutés d'office et au frais du titulaire par l'administration en charge de l'environnement ou toute autre administration désignée à cet effet en collaboration avec l'administration en charge des mines
Article 290	Conformément au principe pollueur payeur, le titulaire d'un titre minier ou d'une autorisation est tenu de réparer tous les dommages causés à l'environnement.
Article 317	Il est institué un fonds de restauration, de réhabilitation et de fermeture des sites miniers et de carrières, destiné à financer les activités de mise en œuvre du programme de préservation et de réhabilitation de l'environnement affecté par l'activité minière. Le fonds visé à l'alinéa ci-dessus est alimenté par les contributions annuelles des titulaires de permis d'exploitation semi-industrielle, de permis d'exploitation minière industrielle, d'autorisation d'exploitation industrielle de carrières permanentes, en fonction des coûts prévisionnels de mise en œuvre du programme de préservation et de réhabilitation de l'environnement tel que défini dans l'étude d'impact environnemental et social présenté à l'appui de leur demande de titre minier d'exploitation ou d'autorisation.

L'ancien Code à prévu également des dispositions en matière environnementale dont notamment :

- l'obligation de soumettre d'un programme de protection et de gestion de l'environnement pour demande d'un permis d'exploitation ; et
- la création d'un fonds pour garantir l'exécution des obligations relatives à la protection et à la gestion de l'environnement par le titulaire d'un titre minier ou le bénéficiaire d'une autorisation.

L'analyse des certaines conventions minières fait ressortir les obligations suivantes en matière de dépenses environnementales ¹:

- l'obligation de souscription d'une assurance tous risques chantier couvrant notamment les dégâts des eaux ; et
- l'obligation de création d'un « Fonds de réhabilitation de l'environnement » gérés conjointement par le société et les ministères en charge des mines et de l'environnement alimenté par des versements annuels équivalent à 2% de revenus nets de l'exploitation calculés après prélèvement de l'impôts sur le revenu.

Par ailleurs, la [Loi des finances 2010](#) telle que modifiée par [la Loi de finances 2017](#) a soumis les entreprises minières à une taxe pour la protection de l'environnement au même titre que les sociétés pétrolières.

¹ Convention exclusive d'exploitation des carrières de la société Rotative Granulats SA du 11 décembre 2011.

4.13.2.2 Dépenses environnementales

Sur la base du cadre juridique décrit ci-dessus, les dépenses environnementales dans le secteur minier incluent :

- La taxe sur la protection de l'environnement ;
- Les frais et coûts rattachés aux préjudices ou dommages faits à l'Environnement ;
- Les frais de souscription aux polices d'assurances nécessaire à la couverture des risques environnementaux ;
et
- Les versements sur le compte de réhabilitation de l'environnement.

Pour 2019, seule la DGDDI a reporté des paiements au titre de la taxe sur la protection environnementale (TPE) pour un total de 154 010 FCFA dont le détail par société se présente comme suit :

Société	Montan de la TPE en FCFA
SOCIETE NATIONALE DE CIMENT	153 920
SOTEC	90
Total	154 010

Les sociétés n'ont pas soumis de déclarations ITIE. De ce fait, les données au titre des autres dépenses n'ont pas été collectées dans le présent rapport.

4.14 Pratiques d'audit

4.14.1. Secteur public

4.14.1.1. Cadre comptable

La tenue et la production des comptes et des états financiers de l'Etat sont effectuées conformément aux dispositions du :

- Décret 321 PCE 26/04/2016 relatif au Plan Comptable de l'Etat ;
- Décret 817 RGCP 01/04/2015 relatif au Règlement Général de la Comptabilité Publique ; et
- la Directive N° 01/11-UEAC-190-CM-22 du 19 décembre 2011 relative aux lois de finances au sein de la Communauté Economique et Monétaire de l'Afrique Centrale (CEMAC).

Nous comprenons que dans la pratique, l'application de ces textes n'est pas toujours effective et la comptabilité du Trésor demeure basée sur l'exploitation des modules du Plan comptable de l'Union douanière et économique de l'Afrique centrale (UDEAC) de 1974, tandis que la comptabilité patrimoniale et les normes IPSAS ne sont pas encore en vigueur.

4.14.1.2. Cadre et Pratiques d'audit

Les contrôles externes des comptes de l'Etat sont assurés par la Cour des Comptes et l'Assemblée Nationale. Dans le cadre de ses missions définies par la loi organique N° 017/PR/ 2014 du 19 mai 2014, portant organisation, attributions, fonctionnement et règles de procédures de la Cour des Comptes, « la Cour est compétente pour juger les ordonnateurs, les contrôleurs financiers et les comptables publics, contrôler la légalité financière et la conformité budgétaire, de toutes les opérations de dépenses et de recettes de l'État ».

Ses missions sont également définies dans les dispositions de la Constitution du Tchad de mars 1996 en son article 154, révisée par les lois constitutionnelles N° 008/PR/2005 du 15 Juillet 2005 et N° 013/PR/2013 du 03 Juillet 2013 « chargée du contrôle de l'exécution du Budget de l'État » établissant à cet effet, un rapport annuel sur l'exécution des lois de finances qui accompagne la déclaration générale de conformité, et qui est déposé en même temps que le projet de loi de règlement à l'Assemblée nationale (Article 52 de la loi organique N° 017 sus visée).

La Cour réalise les contrôles suivants :

- Le contrôle sur l'exécution de la loi des Finances : Le contrôle sur le Projet de loi des règlements (PLR) juge simplement de la conformité des comptes sur l'ensemble des recettes et dépenses de l'État. La Cour analyse les chiffres présentés dans le PLR par rapport aux prévisions présentées dans la Loi de Finances. Elle opère aussi un rapprochement entre le PLR et les comptes de gestion des comptables principaux de l'État
- Le contrôle budgétaire et de gestion : La Cour des Comptes a en charge le contrôle des opérations (i) de l'État (l'examen des documents justificatifs des recettes et des dépenses effectuées au titre du Budget général, des Budgets annexes et des comptes spéciaux du Trésor), (ii) des entreprises publiques (examen des comptes et bilans accompagnés des états de développement ou comptes profits et pertes, du compte d'exploitation et de tous documents comptables), (iii) des organismes de sécurité sociale et (iv) des organismes, des partis politiques bénéficiaires des subventions de l'État et des projets sur financement extérieur.

La Cour des Comptes applique les normes nationales et les normes INTOSAI, se fondant en cela à son appartenance au CREDAF, à AFROSAL et à INTOSAI, mais elle ne dispose pas de manuels de procédures.

Dans la pratique, la Cour des Comptes n'a pas produit, depuis sa création, que le rapport sur l'exécution du budget au titre de l'exercice 2013. Faut de moyens et de ressources humaines suffisantes, la pratique de l'audit n'est pas encore ancrée dans l'activité de la Cour qui a néanmoins réalisé deux missions d'audit en 2015 (un audit de performance sur des fonds d'aide aux soins d'urgence sur la période de 2011-2014 et un audit de performance sur le programme national de développement). De même, nous comprenons que la production des états financiers et leur transmission à la Cour des Comptes s'effectuent avec beaucoup de retard.

4.14.2. Secteur privé

4.14.2.1. Cadre comptable

Le Tchad fait partie des 17 États membres de l'Organisation pour l'Harmonisation en Afrique du Droit des Affaires (OHADA) qui vise à promouvoir l'émergence d'une communauté économique africaine et à renforcer la sécurité juridique des opérateurs économiques.

L'OHADA établit des règles de droit des affaires Communes pour ses États membres, y compris les normes comptables, adopte des lois commerciales unifiées et d'autres normes législatives qui, une fois adoptées, deviennent des lois nationales dans ses États membres.

En 2001, l'OHADA a imposé l'utilisation du système comptable OHADA, qui n'est pas similaire aux IFRS. Néanmoins l'application des IFRS est devenu en obligatoire à compter du premier janvier 2019 pour les sociétés cotées en bourse et les autres sociétés d'intérêt public¹.

4.14.2.2. Cadre et Pratiques d'audit

Selon l'Article 702 de l'[Acte Uniforme](#) du Droit des Sociétés Commerciales et du Groupement d'Intérêt Economique de l'OHADA, les sociétés anonymes ne faisant pas publiquement appel à l'épargne sont tenues de désigner un Commissaire aux Comptes et un suppléant. Les sociétés anonymes faisant publiquement appel à l'épargne sont tenues de désigner au moins deux Commissaires aux Comptes et deux suppléants.

Pour les sociétés à responsabilités limitées, selon l'Article 376 de l'Acte Uniforme de l'OHADA, la désignation d'un Commissaire aux Comptes est obligatoire si ces sociétés remplissent, à la clôture de l'exercice social, deux des conditions suivantes :

- total du bilan supérieur à cent vingt-cinq millions (125.000.000) de FCFA ;
- chiffre d'affaires annuel supérieur à deux cent cinquante millions (250.000.000) de FCFA ; et
- effectif permanent supérieur à cinquante (50) personnes.

L'article 853-11 prévoit également que les sociétés par actions simplifiées sont tenues de désigner au moins un (1) commissaire aux comptes qui remplissent, à la clôture de l'exercice social, deux des conditions citées ci-dessus.

L'obligation de certification incombe également aux entreprises dans lesquelles l'Etat détient une participation à l'instar de la SHT qui est une société anonyme à capitaux publics détenu par l'Etat à 100% dont les comptes font l'objet d'un audit annuel par des Commissaires aux Comptes locaux. Les états financiers ainsi que les rapports du commissaire aux comptes de 2019 ne sont pas publiés.

Toutefois, pour les sociétés détenues majoritairement par l'Etat, la loi N°17/PR 2014 du 19 mai 2014 portant organisation, attribution, fonctionnement et règles de procédure de la Cour des Comptes stipule que cette dernière assure la vérification des comptes et de la gestion des sociétés anonymes dans lesquelles l'Etat possède la majorité du capital social.

À la suite de la publication du [Règlement N°1/2017/CM/OHADA](#) portant harmonisation des pratiques des professionnels de la comptabilité et de l'audit dans les pays membres de l'OHADA, les professionnels réalisant un audit légal ou contractuel au Tchad sont supposés appliquer les normes internationales d'audit (ISA) publiés par la Fédération Internationale des Experts Comptables (IFAC), à partir du 1^{er} janvier 2018. L'application des normes ISA a été vérifiée dans les rapports des commissaires aux comptes des deux sociétés d'Etat la SHT et la SONAMIG qui se réfèrent au référentiel international d'audit.

4.14.3. Évaluation des pratiques d'audit

L'Administrateur Indépendant (IA) a fait appel à son jugement professionnel pour évaluer dans quelle mesure il était possible de se fier au Cadre de l'Audit et du Contrôle (CAC) existant pour (i) les Entreprises et (ii) les entités publiques prises en compte dans le périmètre du présent Rapport.

L'évaluation repose sur des facteurs clés tels que les normes comptables appliquées (normes internationales, normes locales fiables, autres normes), les obligations en matière d'audit, les normes appliquées lorsque les entités sont auditées et la publication des Rapports.

L'évaluation du CAC est résumée comme suit :

Tableau 54 Évaluation du Cadre de l'audit et du Contrôle au Tchad

	Comptes publiés	Rapports d'audit publiés	Existence d'un audit externe	Normes comptables appliquées	Audit périodique	Normes d'audit appliquées
Sociétés pétrolières	Non	Non	Oui	Règles Comptables de l'OHADA	Oui	Normes locales/Normes Internationales ISA
Sociétés Minières & des Carrières	Non	Non	Oui			
Sociétés d'Etat	Non	Non	Oui			
Régies financières	Oui	Non	Oui	Directive CEMAC N°02 11 UEAC 190 CM 22	Audit non régulier	Normes internationales de l'INTOSAI

¹ [IFRS](#)

Sur la base de l'approche ci-dessus, nous avons conclu :

- Pour les entités Gouvernementales : le CAC a été considéré comme peu fiable, car les normes internationales ne sont pas encore adoptées en matière de comptabilité publique et l'audit des comptes par la Cour des Comptes ne sont pas réguliers ; et
- Pour les Entreprises extractives (y compris les sociétés d'Etat), le CAC a été considéré comme moyennement fiable en raison de l'utilisation des règles comptables de l'OHADA qui sont différentes des normes IFRS et la non-publication des rapports d'audit. Il y a lieu de noter que l'audit des comptes au titre de 2019 n'a pas pu être vérifié que pour la SHT & SONACIM et la SONAMIG qui ont communiqué leurs rapports d'audit pour la période en question.



5 Secteur Extractif en chiffres

5 Secteur Extractif en chiffres

5.1 Paiements du secteur extractif

5.1.1 Paiements en numéraire

5.1.1.1 Paiements par flux et par entité perceptrice

Les paiements en numéraires des sociétés extractives par flux et par entité perceptrice se détaillent comme suit :

Tableau 55 Paiements en numéraire des entreprises désagrégés par flux, par entité perceptrice et par Secteur¹

Revenus en numéraire	Pétrolier	Raffinerie	Transport Pétrolier	Minier	Total général (En milliard de FCFA)
SHT	5,423	-	6,340	-	11,763
Dividende	5,423	-	6,340	-	11,763
DGDDI	35,395	0,315	-	0,022	35,732
RSE (Redev Statis Exportat)	29,500	-	-	-	29,500
Droit de douane sur les Importations	5,895	0,315	-	0,022	6,232
DGTCP	8,763	3,291	23,184	-	35,238
Droit d'Accès	-	-	21,843	-	21,843
Autres	3,961	-	0,416	-	4,377
Bonus de Signature	4,312	-	-	-	4,312
Redevance SRN	-	3,291	-	-	3,291
Dividende	-	-	0,909	-	0,909
Redevance Superficiare	0,332	-	-	-	0,332
Autres paiements significatifs	0,159	-	0,016	-	0,175
DGI	117,659	32,852	1,058	1,665	153,234
IS Pétrolier	106,153	-	0,763	-	106,917
Taxe spéciale	-	21,225	-	-	21,225
IRPP	9,032	7,999	0,268	1,105	18,404
IS Libérateur	1,543	1,494	0,026	0,014	3,076
TVA	0,055	1,810	-	0,251	2,116
RAS	0,648	0,054	-	0,029	0,731
Autres	0,228	0,270	0,001	0,266	0,765
DGTM	0,716	-	-	1,153	1,869
Mat. div.	0,270	-	-	0,448	0,718
Droits fixes	0,446	-	-	0,216	0,662
Appui Institutionnel	-	-	-	0,175	0,175
Ad valorem	-	-	-	0,163	0,163
Taxe d'extraction	-	-	-	0,151	0,151
DGTP	1,543	-	-	-	1,543
Frais de formation	1,349	-	-	-	1,349
Autres paiements significatifs	0,194	-	-	-	0,194
Fond d'entretien routier	-	6,240	-	-	6,240
Redevance FER	-	6,240	-	-	6,240
ARSAT	-	8,356	-	-	8,356
Redevance ARSAT	-	8,356	-	-	8,356
DG. Domaines	-	13,412	-	-	13,412
Redevances sur des produits pétroliers des domaines	-	13,412	-	-	13,412
CNPS	0,234	0,854	-	-	1,088
CNPS	0,224	0,850	-	-	1,074
CNRT	0,010	0,004	-	-	0,014
Total général	169,733	65,321	30,582	2,839	268,475

¹ Source : Données des Entités Perceptrices.

5.1.1.2 Paiements par Sociétés

Les paiements en numéraires détaillés par société se présentent comme suit :

Tableau 56 Paiements en numéraires des Entreprises désagrégés par société¹

Sociétés	Total général (En milliard de FCFA)	Part en %
Pétrolier	169,733	63,22%
CNPCI	60,941	35,90%
EEPCI	36,755	21,65%
Cliveden Petroleum Co Ltd	31,384	18,49%
Petronas	30,423	17,92%
United Hydrocarbon Chad Ltd	4,370	2,57%
Jia He International Petroleum and Nat	2,269	1,34%
OPIC AFRICA CHAD BRANCH	1,278	0,75%
Autres Sociétés Pétrolières	2,313	1,36%
Raffinerie	65,321	24,33%
SRN	65,321	100,00%
Transport Pétrolier	30,582	11,39%
TOTCO	24,043	78,62%
COTCO	6,539	21,38%
Minier	2,839	1,06%
SOCIETE CONCASSAGE HADJER LAMISS	1,441	50,76%
SOTEC	0,588	20,71%
SOGEM	0,120	4,23%
CGCOC Group	0,066	2,33%
SATOM	0,062	2,19%
GUENGUET	0,035	1,22%
CCM	0,030	1,07%
STAR OIL FIELD	0,024	0,83%
Autres sociétés Minières	0,473	16,65%
Total Général	268,475	100%

¹ Source : Données des Entités Perceptrices.

5.1.2 Paiements en nature

5.1.2.1 Paiements par flux et par entité perceptrice

Les paiements issus des revenus en nature se détaille comme suit :

Tableau 57 Paiements issus des revenus en nature du secteur pétrolier ¹

Flux de paiement	Volume en bbl	Valeur (USD)	Valeur (Milliards FCFA)
Redevance et Tax oil	7 449,11	397 866 551	233,53
Interest Oil SHT	3 093,54	186 311 857	109,36
Interest Oil SHT-PCCL	2 891,71	178 243 179	104,62
Total enlèvements 2019	13 434,36	762 421 587	447,51
Enlèvements 2019 recouverts en 2019	7 572,43	461 896 457	271,12
Enlèvements 2018 recouverts en 2019	950,84	54 230 189	31,83
Total recouvrements en 2019	8 523,27	516 126 646	302,95
Coûts pétroliers/Cash Calls		127 803 751	75,02
Service de la dette Glencore		94 678 163	55,57
Coûts de transport		67 539 982	39,64
Total déductions		290 021 896	170,23
Revenus nets recouverts en 2019		226 104 750	132,72

Les revenus recouverts au titre des paiements nature sont versés sur le compte séquestre Citibank. Ils sont affectés en priorité au remboursement de la dette Glencore, au paiement des coûts de transport et des cash call avant leurs rapatriements sur le compte du Trésor Public.

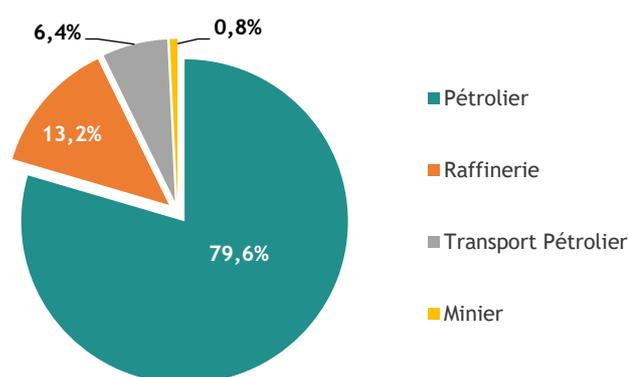
Les rapatriements effectués en 2019 ont totalisé 235 190 000 USD soit l'équivalent de 137,21 milliards de FCFA correspondant au montant des revenus pétroliers (directs) constatés dans les comptes de l'Etat pour l'année en question.

5.2 Revenus budgétaires

5.2.1 Revenus par secteur

Figure 19 Contribution par secteur aux revenus extractifs

Secteurs	Revenus (en milliards de FCFA)	%
Pétrolier	299,751	79,6%
Raffinerie	49,870	13,2%
Transport Pétrolier	24,242	6,4%
Minier	2,839	0,8%
Total	376,702	100%



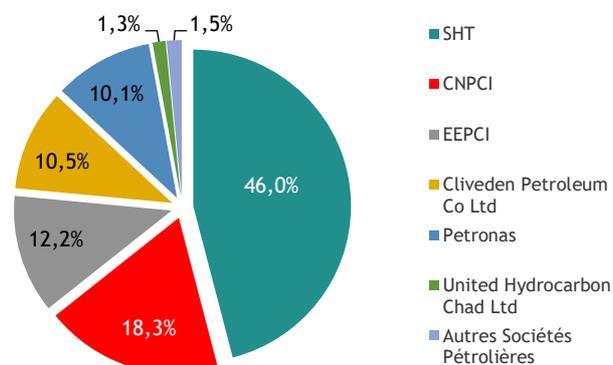
¹ Source : SHT et Glencore UK

5.2.2 Revenus par Sociétés

5.2.2.1 Secteur des Hydrocarbures

Figure 20 Contribution par société aux revenus du Secteur des Hydrocarbures

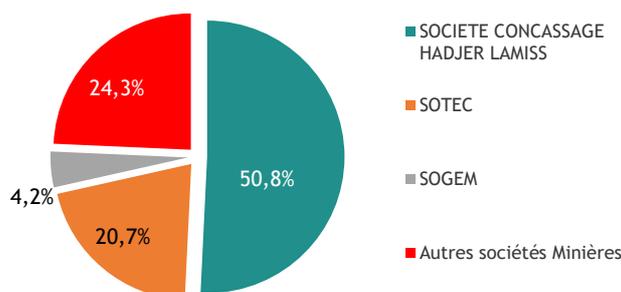
Sociétés	Revenus (en milliards de FCFA)*	%
SHT	137,779	46,0%
CNPCI	54,849	18,3%
EEPCI	36,697	12,2%
Cliveden Petroleum Co Ltd	31,384	10,5%
Petronas	30,423	10,1%
United Hydrocarbon Chad Ltd	4,024	1,3%
Autres Sociétés Pétrolières	4,594	1,5%
Total Secteur Pétrolier	299,751	100%



(*) voir annexe 11 du présent rapport.

5.2.2.2 Secteur minier

Figure 21 Contribution par société aux revenus du secteur des Mines



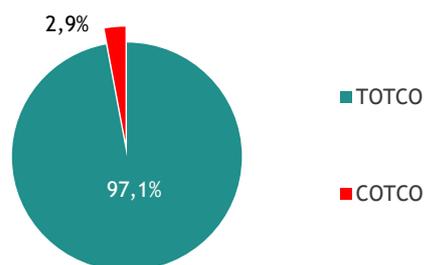
Sociétés	Revenus (en milliards de FCFA)*	%
SOCIETE CONCASSAGE HADJER LAMISS	1,441	50,8%
SOTEC	0,588	20,7%
SOGEM	0,120	4,2%
Autres sociétés Minières	0,690	24,3%
Total Secteur Pétrolier	2,839	100%

(*) voir annexe 11 du présent rapport

5.2.2.3 Secteur du transport pétrolier

Figure 22 Contribution par société aux revenus du Secteur du transport pétrolier

Sociétés	Revenus (en milliards de FCFA)	%
TOTCO	23,534	97,1%
COTCO	0,708	2,9%
Total Secteur Transport Pétrolier	24,242	100%



5.2.2.4 Secteur de la raffinerie

Sociétés	Revenus (en milliards de FCFA)	%
SRN	49,870	100,00%
Total Secteur de la Raffinerie	49,870	100%

5.2.3 Revenus par Flux

Figure 23 Contribution par flux aux revenus du Secteur des Hydrocarbures & de la Raffinerie et du transport Pétrolier

Flux	Revenus (en milliards de FCFA) *	%
Revenus pétrolier	137,218	36,7%
IS Pétrolier	106,917	28,6%
RSE (Redev Statis Exportat)	29,500	7,9%
Droit d'Accès	21,843	5,8%
Taxe Spéciale produits pétroliers	21,225	5,7%
IRPP	17,299	4,6%
Redevances sur des produits pétroliers des domaines	13,412	3,6%
Autres	26,450	7,1%
Total	373,863	100%

(*) voir l'annexe 11 du présent rapport.

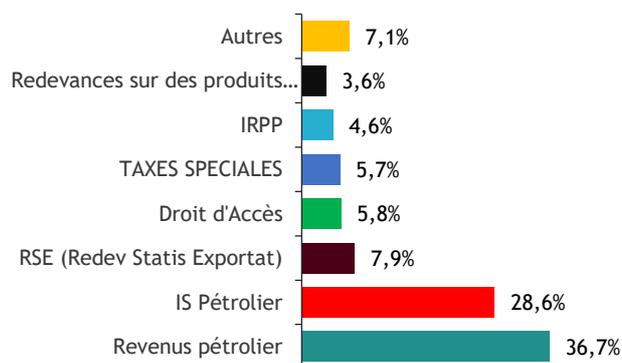
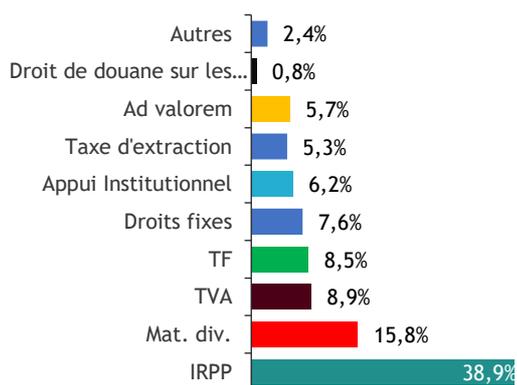


Figure 24 Contribution par flux aux revenus du secteur Mines et Carrières



Flux	Revenus (en milliards de FCFA)*	%
IRPP	1,105	38,9%
Mat. div.	0,448	15,8%
TVA	0,251	8,9%
TF	0,240	8,5%
Droits fixes	0,216	7,6%
Appui Institutionnel	0,175	6,2%
Droit de douane sur les Importations	0,151	5,3%
Ad valorem	0,163	5,7%
Taxe d'extraction	0,022	0,8%
Autres	0,068	2,4%
Total	2,839	100%

(*) voir l'annexe 11 du présent rapport.

5.2.4 Revenus par entité perceptrice

Figure 25 Revenus par organisme collecteur

Entités de l'État	En milliards FCFA				Total	Contribution en %
	Pétrolier	Raffinerie	Transport Pétrolier	Minier		
DGTCP	145,981	3,291	23,184	-	172,456	45,8%
DGI	117,659	32,852	1,058	1,665	153,234	40,7%
DGDDI	35,395	0,315	-	0,022	35,732	9,5%
DG. Domaines	-	13,412	-	-	13,412	3,6%
DGTM	0,715	-	-	1,153	1,867	0,5%
Total	299,751	49,870	24,242	2,839	376,702	
Contribution en %	79,6%	13,2%	6,4%	0,8%		

5.3 Paiements Par Projet

Seuls les paiements bruts du secteur pétrolier ont été communiqués par projet. L'analyse des paiements par projet se présente comme suit :

Tableau 58 Paiements par projet¹

En milliards de FCFA				
Consortium	Projets	Paiements en Nature	Paiements en numéraire	Total des Paiements*
CNPCI	- Convention 1999 / 2002 - CPP 2014	240,133	92,324	332,458
EPCCI	- Convention 1988 - Convention 2004	161,050	67,178	228,228
United Hydrocarbon Chad Ltd	CPP 2012	-	4,370	4,370
Jia He International Petroleum and Nat	CPP 2018	-	2,269	2,269
OPIC AFRICA CHAD BRANCH	Convention 2006	-	1,278	1,278
PCM	CPP 2011	46,083	0,487	46,570
Griffiths Energy DOH	CPP 2011	-	0,370	0,370
GLOBAL PETROLEUM	CPP 2011	-	0,002	0,002
Autres Sociétés Pétrolières		-	1,454	1,454
Total Général		447,266	169,733	616,999

(*) Voir l'annexe 11 du présent rapport

¹ Source : Déclaration ITIE 2019.

5.4 Contribution du secteur extractif à l'économie

5.4.1. Contribution au budget de l'Etat

Selon les données collectées dans le cadre du présent rapport, la contribution du secteur extractif dans les revenus budgétaires se présente comme suit :

Tableau 59 Contribution du secteur extractif dans le budget de l'Etat (2018-2019)¹

Indicateurs	En Millions USD			
	2019	2018 ²	Variation	En %
Recettes extractives	642	676	(41)	-6%
Recettes totales	1 494	1 201	293	24%
Contribution en %	43%	56%		

5.4.2. Contribution au PIB

Tableau 60 Contribution du secteur extractif dans le PIB (2018-2019)³

Indicateurs	En Millions USD			
	Année 2019	Année 2018	Variation	Variation en %
PIB à Prix courant	10 914	12 343	-1 429	-12%
PIB Pétrolier	2 174	2 217	-43	-2%
Contribution en %	20%	18%		

5.4.3. Contribution aux exportations

Selon les données ITIE, la contribution du secteur extractif dans les exportations du pays se présente comme suit :

Tableau 61 Contribution du secteur extractif dans les exportations (2018-2019)⁴

Produits	En Millions USD			
	2019	2018	Variation	En %
Exportation du secteur extractif	3 043	1 868	1 175	63%
Total exportation	3 484	2 488	996	40%
Contribution en %	87%	75%		

5.4.4. Contribution dans la création des emplois

Selon le rapport de l'Institut de la Statistique des Etudes Economiques et Démographiques relatif au recensement général des entreprises opérant sur le secteur privé pour l'année 2014, le secteur extractif emploie 725 sur les 74 412 employés du secteur privé soit 0,97%. Toutefois, l'absence d'études plus récente ne nous a pas permis de publier des informations actualisées sur la contribution du secteur extractif dans l'emploi.

Les dernières données rapportées par les sociétés pétrolières et minières dans le rapport ITIE 2018 sont présentées en annexes 9 et 10.

¹ <https://finances.gouv.td/index.php/publications/rapports-d-execution-budgetaire?view=simplefilemanager&id=168>

² Rapport ITIE TCHAD 2018

³ Rapport du FMI n° 20/134 (source = <https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/CR/2020/French/1TCDF2020001.ashx>)

⁴ <https://stats.wto.org/>

5.5 Impact de la pandémie COVID 19 sur le secteur extractif

5.5.1. Mesures de soutien

Des mesures de soutien ont été prévues au niveau de la circulaire N°004/PR/MFB/2020 portant mise en application des mesures sociales et économiques relatives à la lutte contre le Coronavirus.

Ces mesures couvrent principalement:

- La réduction de 50% de la contribution au titre de la patente et de l'Impôt Général Libératoire (IGL) ;
- La suspension des contrôles ponctuels et vérifications générales de comptabilité ;
- L'examen des demandes des sociétés affectées par COVID-19 ;
- la prise en charge de l'Etat de toutes les consommations d'eaux facturées par la Société Tchadienne des Eaux (STE) pendant une période de six (6) mois ;
- la prise en charge de l'Etat des factures d'électricité de la Société Nationale d'Electricité (SNE) pendant une période de trois (3) mois à compter du 1er avril 2020 ;
- le renforcement des stocks des denrées alimentaires de l'Office National de Sécurité Alimentaire (ONASA) en vue d'une assistance aux gens les plus vulnérables par la mise en paiement de 5 milliards de FCFA au profit de l'ONASA ;
- la mise en paiement d'un montant de 5 milliards de FCFA pour le capital décès dus aux agents civils et militaires, des indemnités et des accessoires de salaires dus aux retraités et la prise en charge des frais médicaux des agents civil et des forces de défense et de sécurité ;
- La mise en place du Fonds de l'Entrepreneuriat des Jeunes pour une enveloppe de 30 milliards ;
- La mise en paiement de 110 milliards de FCFA au titre des dettes dues aux fournisseurs de l'Etat.

Tableau 62 Mesures de riposte prises par les autorités face à la COVID-19¹

Produits	En milliards de FCFA	% du PIB non pétrolier
Mesures de soutien aux PME	131,0	2,5
Réduction de 50 % des frais d'agrément des entreprises	4,0	0,1
Report de tous les contrôles fiscaux de 3 mois		
Apurement des arriérés intérieurs envers des fournisseurs	110,0	2,1
Subventions aux secteur agricole	17,0	0,3
Mesures de soutien aux ménages	175,2	3,4
Fournitures temporaires d'eau et d'électricité	7,7	0,1
Versement de capitaux décès	5,0	0,1
Réinstauration du programme national de distribution	25,0	0,5
Embauche de professionnels de la santé supplémentaires	7,5	0,1
Création d'un fonds de solidarité	100,0	1,9
Mise en place d'un fonds en faveur des jeunes créateurs d'entreprises	30,0	0,6
Coût total des mesures	306,2	5,9

Nous n'avons pas eu connaissances de mesures spécifiques pour le secteur extractif.

5.5.2. Révision des prévisions de revenus et de budget

Une loi de finances (LF) rectificative a été adoptée le 25 août 2020 en vue de prendre notamment en compte les conséquences la pandémie COVID-19 sur le plan socio-économiques et sur les cours du pétrole

Dans cette LF rectificative, les recettes budgétaires sont passées de 1 209 milliards FCFA à 1 136 milliards de FCFA alors que les dépenses ont été révisées à la hausse de 1 052 milliards FCFA à 1 196 milliards FCFA avec un déficit budgétaire de 60 milliards FCFA.

¹Source : Rapport du FMI n° 21/267

La LF rectificative a intégré les paramètres suivants :

- révision à la baisse des recettes budgétaires et particulièrement celles provenant du secteur pétrolier en raison de la chute des cours du Brent et la dépréciation du taux de change USD ;
- la réévaluation à la hausse de 30,550 milliards FCFA de l'enveloppe budgétaire destinée à la couverture des dépenses de personnel en raison de l'application du protocole d'accord conclu entre les syndicats et le Gouvernement ;
- les dépenses liées au recrutement de 1 638 agents pour le compte du Ministère de la Santé Publique en vue d'impulser la lutte contre la COVID-19 ;
- l'augmentation de 48 milliards FCFA des crédits budgétaires au titre de transferts et de subventions afin de permettre au Gouvernement d'orienter des ressources publiques en priorité à la lutte contre la pandémie de COVID-19 dans plusieurs domaines ; et
- l'augmentation de 65 milliards de FCFA l'enveloppe budgétaire destinée à la couverture des dépenses d'investissement dont 10 milliards de FCFA sur ressources propres et 55 milliards de FCFA sur financement extérieurs.

5.5.3. Effets négatifs sur les projets d'exploration ou de développement

➤ Suspension des activités pétrolières du groupe Glencore au Tchad

Par courrier daté du 25 mars 2020, portant en objet cas de force majeure dans l'exécution des contrats d'associations Badilla et Mangara et du contrat de partage de production (CPP) DOB/DOI, la société PCM, et la société Griffiths Energy (Chad) LTD ont informé la SHT de l'arrêt des opérations pétrolières.

La production réalisée Groupe jusqu'à l'arrêt de production en avril 2020 a été de 1 549 706 barils. Cette suspension, contestée par les autorités, s'est poursuivie en 2021.

Nous comprenons qu'en novembre 2021, Glencore a trouvé un accord pour la cession de ses actifs pétroliers au Tchad à la société Perenco.¹ La finalisation de la transaction est dans l'attente de l'approbation des autorités tchadiennes.

➤ Révision des programmes de travaux de la société Esso Exploration and Production Chad Inc.

La société Esso a notifié en mars et avril 2020 la mise en place d'un plan de continuité des activités incluant la suspension ou le report des autres activités liées notamment au reporting et aux audits et la révision de ses programmes de travaux de 2020.

➤ Mesure prise par la société CNPCI à la suite de la pandémie de COVID-19

Les mesures prises par la CNPC ont porté sur la mise en place de restrictions d'accès aux sites pétroliers et le report des réunions périodiques avec le Ministère du Pétrole, des Mines et de l'Energie.

➤ Suspension des activités d'exploration par la société UHCL

En date du 9 avril 2020, la société UHCL a notifié au Ministre du Pétrole, des Mines, et de l'Energie l'empêchement de réaliser leurs activités d'exploration dans les délais prévus. Cette situation a été justifiée par ce qui suit :

- un grand nombre des salariés étrangers indispensables à la continuité d'exploitation des opérations pétrolières sur le site n'a pas été en mesure de se rendre au Tchad ;
- certains fournisseurs de services n'ont pas pu se rendre au Tchad ;
- des équipements importés ont été retenus dans leurs pays d'origine ou en transit ;
- difficultés à joindre les personnes spécialisées chargées de l'inspection, de la réparation et de la certification des équipements, et
- impossibilité de se déplacer du fait des mesures de confinements dans plusieurs pays de résidence.

¹ Source : Reuters (<https://www.reuters.com/article/glencore-chad-perenco-idUSL1N2RV1XD>)

5.5.4. Impact sur la production, les exportations, les revenus et l'emploi

➤ Evolution de la production et des exportations

En millions de baril	2019	2020 ¹	Var %
CNPCI/Cliveden/SHT	35,3	35,7	1%
Esso/Petronas/SHT	12,4	11,3	-9%
PCM/Glencore/SHT	4,6	1,5	-67%
OPIC	0,0	1,7	
Production	52,4	50,2	-4%
Exportation	47,3	45,4	-4%

En dépit de la pandémie, la croissance de la production et de l'exportation de pétrole brut s'est contractée de 4% seulement. Cette baisse est expliquée par la suspension de la production des champs opérés Glencore (67%) et par l'effet des restrictions liées à la pandémie sur les activités d'Esso (-9%). Ces baisses ont été compensées par l'entrée en production au mois de mars 2020 du champ ORYX opéré par OPIC et le maintien du niveau de production pour les champs opérés par CNPCI et qui représentent environ 2/3 de la production tchadienne de pétrole brut.

Selon les dernières données disponibles pour le premier trimestre 2021, le Tchad a produit et à exporté respectivement 12,97 et 12,27 millions de baril représentant environ le ¼ des niveaux enregistrés en 2019.

➤ Evolution des revenus pétroliers²

	2019 ³	2020	Var %	TR 1 2021
Exportation SHT (en millions de bbl)	8,5	7,6	-11%	2,8
Prix de vente moyen (USD)	60,5	39,1	-35%	54,9
Valeur exportations (brut)	302 039	163 564	-46%	83 742
Ventes de pétrole nettes (export) (i)	137 218	64 832	-53%	0
Revenus directs pétroliers (ii)	134 879	336 255	149%	32 206
<i>Dont IS pétrolier</i>	<i>104 048</i>	<i>311 187</i>	<i>199%</i>	<i>22 128,0</i>
Total revenus pétroliers (i+ii) (en millions de FCFA)	272 097	401 087	47%	32 206

Les revenus pétroliers ont enregistré une progression de 47% en 2020 malgré la baisse des volumes exportés par SHT pour le compte de l'Etat (-11%), la baisse du prix moyen de vente des parts de l'Etat (-35%) et l'évolution défavorable du cours de change USD/FCFA (-6%).

Cette progression provient de l'IS pétrolier (collecté au titre des bénéficiaires 2019) qui a triplé en 2020 dépassant les prévisions de plus de 50%. Nous comprenons que cette progression provient de la fin de la période d'exonération de l'IS accordée à CNPCI dans le cadre de la convention d'établissement SRN⁴.

Selon les dernières données disponibles pour le premier trimestre 2021, les revenus pétroliers n'ont été que de 32 206 millions FCFA provenant exclusivement des recettes fiscales. Aucun revenu n'a été constaté au titre de l'exportation des parts de l'Etat qui ont totalisé un volume de 12,27 millions de baril. Ces recettes représentent environ 24% et 10% des recettes fiscales de 2019 et 2020 respectivement.

➤ Impact sur l'emploi⁵

Les mesures sanitaires mises en place par le Gouvernement tchadien pour faire face à la pandémie de COVID-19 et limiter la propagation de la maladie ont produit des conséquences lourdes dans les secteurs économiques et sociaux au Tchad.

D'après l'étude d'impact socio-économique de la pandémie COVID-19 au Tchad publiée en juin 2020 par le Gouvernement du Tchad avec l'appui du Système des Nations Unies au Tchad et de la Banque Mondiale, les secteurs les plus affectés par les mesures barrières au COVID-19 sont les transports aériens et terrestres, l'hôtellerie et la restauration, le commerce et l'éducation qui ont enregistré une mise en chômage technique de près 288 607 personnes. Le secteur extractif a été moins affecté mais aucune donnée précise n'a été produite le concernant.

¹ Source : Note sur le secteur pétrolier (Quatrième trimestre 2020 - N° 15)

² Ibid.

³ Les données 2019 ont été prises en compte à partir de la Note sur le secteur pétrolier (Quatrième trimestre 2020 - N° 15) sans ajustements pour les besoins de comparabilité avec 2020

⁴ Voir section 4.7.1.3.4

⁵ Note sur la situation de l'économie et de la pauvreté au temps de la COVID-19 - Printemps 2020 - Groupe de la Banque Mondiale

5.5.5. Changements dans la participation de l'État et dans la politique relative aux entreprises d'État

En raison de déficits accumulés et de difficultés aggravées par la pandémie, la SONACIM a pu obtenir du Ministère des Finances et du Budget en vertu d'un accord conclu le 12 Aout 2020 les avantages suivants:

- la prise en charge par l'Etat de tous les impôts et taxes directes y compris l'IS, les droits de douane à l'exception des prélèvements communautaires et les redevances statistiques pendant une durée de 2 ans ;
- la prise en charge de l'Etat des dettes fiscales de la SONACIM à la date de signature de l'accord. Selon les états financiers de la société, la dette fiscale était de 1,6 milliards de FCFA au 31 décembre 2019 ;
- une exonération de la TVA sur les achats locaux et importations ; et
- une exonération de la taxe spécifique sur les produits pétroliers.

Nous n'avons pas eu connaissance d'autres changements liés à la pandémie en 2020.

5.5.6. Évolutions dans les emprunts spécifiques au secteur extractif

L'accord de restructuration de la dette Glencore de 2018 a prévu des mécanismes d'ajustement du service de la dette liés au prix du pétrole de Doba en fonction de certains seuils:

- ❖ En cas de scénario favorable : un mécanisme de cash sweep prévoit l'accélération du paiement du principal et un relèvement des paiements d'intérêts à partir de seuils prévus (55 USD par baril en 2020)
- ❖ En cas de scénarios défavorables :
 - Les remboursements des intérêts obligatoires et de l'amortissement obligatoire si les produits nets de vente de pétrole de l'Etat sont insuffisants; et
 - Différer un montant maximal de 12,5 millions USD pour chaque année entre 2021 et 2026, si la moyenne du prix du baril payé par Glencore est inférieure à 42 USD.

Pour 2020, les produits de vente bruts ont atteint un montant de 163,5 milliards de FCFA (soit l'équivalent de 297,1 millions USD) pour un prix moyen de vente de 39,1 USD/baril alors que l'échéancier de la dette prévoit un remboursement de 83,7 millions d'USD au titre du principal.

Selon les données publiées par le MFB¹, le service de la dette Glencore a atteint un montant de 70,7 milliards de FCFA (l'équivalent de 128,4 millions USD) dont 48,5 milliards de FCFA au titre du principale de la dette. Il en ressort que le remboursement de la dette a été effectué conformément aux termes de l'accord de financement sans report d'échéance.

Nous comprenons néanmoins qu'en octobre 2021 de nouvelles négociations ont été entamées entre les autorités Tchadiennes et Glencore en vue d'une nouvelle restructuration de la dette affichant un encours de 1,1 milliards USD et représentant environ 44% de la dette extérieure du Tchad.²

5.5.7. Informations sur les modifications apportées aux licences et aux négociations ou conditions contractuelles

Nous n'avons pas eu connaissance de modification apportées aux licences ou aux conditions contractuelles.

¹ Note sur le secteur pétrolier (Quatrième trimestre 2020 - N° 15)

² Source : Reuters



6 Recommandations de l'AI

6 Recommandations et constatations

6.1 Recommandations du rapport ITIE 2019

Nous présentons dans cette section les constatations issues de notre vérification ainsi que les recommandations y afférentes :

Niveaux de priorité à utiliser pour classer les recommandations

Priorité 1 - Une mesure corrective est requise d'urgence

Priorité 2 - Une mesure particulière est requise rapidement

Priorité 3 - Une mesure corrective particulière est souhaitable

N°	Exigence ITIE	Recommandations du rapport 2019	Entité concernée	Priorité
1	2.4	<p>Publication des contrats</p> <p>Selon l'exigence 2.4 les pays mettant en œuvre l'ITIE sont tenus, à compter du 1er janvier 2021, de divulguer tous les contrats et licences qui sont octroyés, conclus ou modifiés. Les pays mettant en œuvre l'ITIE sont encouragés à divulguer publiquement tous les contrats et licences qui fixent les conditions d'exploitation du pétrole, du gaz et des minéraux.</p> <p>Pour le secteur minier, seules 17 conventions minières sont publiées sur le site de l'ITIE-Tchad pour 54 titres miniers valides.</p> <p><i>Il est recommandé de divulguer toutes conventions minières valides .</i></p>	HCN-DGTM-DGTP	1
2	2.6	<p>Publication des documents financiers des Entreprises d'Etat</p> <p>Selon l'Exigence 2.6 (b) de la norme ITIE 2019, Il revient aux Entreprises d'État de rendre publics leurs comptes financiers audités ou principaux documents financiers (c'est-à-dire le bilan, le compte de résultat, le flux de trésorerie) si des états financiers ne sont pas disponibles.</p> <p>Les sociétés d'Etat SHT, SHTPCCL, SONACIM et SONAMIG ne publient pas leurs états financiers audités.</p> <p>Les derniers états financiers publiés sur le site web du MFB se rapportent à l'année 2015 pour les sociétés SHT et SONACIM.</p> <p><i>Il est recommandé de rendre public d'une manière régulière les états financiers des sociétés d'Etat ainsi que les rapports audit.</i></p>	SHT, SHT-PCCL, SONACIM et SONAMIG	1

N°	Exigence ITIE	Recommandations du rapport 2019	Entité concernée	Priorité
3	2.2	<p>Octroi des permis</p> <p>L'exigence 2.2 (a) de la Norme ITIE dispose que les pays mettant en œuvre l'ITIE sont tenus de divulguer les Tous les écarts significatifs par rapport au cadre légal et réglementaire applicable régissant les octrois et les transferts de licences relatives à tous les octrois de licences, de contrats et aux transferts ayant eu lieu au cours de l'exercice fiscal couvert par les divulgations les plus récentes de l'ITIE, y compris pour les entreprises dont les paiements sont inférieurs au seuil de matérialité adopté. L'exigence dispose également que dans les cas où les gouvernements peuvent sélectionner différentes méthodes d'octroi de contrats ou de licences (par exemple, appel d'offres ou négociations directes), la description du processus d'octroi de licence devra comprendre une explication des raisons pour lesquelles une procédure spécifique a été retenue.</p> <ul style="list-style-type: none"> ❖ Pour le secteur des hydrocarbures : <p>Selon le cadastre pétrolier, un CPP a été signé en 2019 avec la société EWAAH INVESTORS LIMITED. Nous comprenons que l'octroi a été effectué selon une procédure de gré à gré. Néanmoins, la DGTP n'a pas communiqué les raisons de sélection de cette procédure.</p> <p>Par ailleurs, la DGTP n'a pas communiqué le détail des critères techniques et financiers utilisés pour l'évaluation de la capacité de la société EWAAH INVESTORS LIMITED et n'a pas fournis une lettre d'affirmation sur l'absence de déviation par rapport aux dispositions de la Loi N° 006/PR/2007.</p> <p>En ce qui concerne les transferts, aucune confirmation n'a été reçue sur l'absence de transactions sur les actifs pétroliers au titre de 2019</p> <ul style="list-style-type: none"> ❖ Pour secteur minier : <p>Selon le cadastre minier communiqué par la DGTM, 15 permis de recherche, 45 Permis d'exploitation semi-industrielle et 1 autorisation d'exploitation artisanale ont été octroyés en 2019. La DGTM n'a pas communiqué de données sur l'existence éventuelle de transferts au cours de 2019.</p> <p>Nous comprenons que tous les octrois de 2019 ont été effectués selon la procédure "Premier arrivé, Premier servi ». Néanmoins, la DGTM n'a pas fourni une explication sur le choix de cette procédure ni sur le détail des critères d'évaluation considérés pour l'évaluation des dossiers. Par ailleurs, la DGTM n'a pas communiqué une lettre d'affirmation sur l'absence de déviations par rapport à la réglementation en vigueur pour les octrois et les transferts effectués en 2019</p> <p><i>Afin de se conformer aux exigences de la Norme ITIE, il est recommandé de:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>produire une note explicative de la sélection de la procédure de gré à gré pour l'octroi du contrat à la société EWAAH INVESTORS LIMITED</i> - <i>produire une note explicative de la sélection de la procédure « premier venu, premier servi pour les octrois des titres miniers ;</i> - <i>produire une lettre d'affirmation sur l'absence d'opérations de transfert au cours de 2019 ; et</i> - <i>produire une lettre d'affirmation sur l'absence de déviations par rapport à la réglementation en vigueur concernant les octrois et les transferts de la période.</i> 	DGTP/DGTM	1

N°	Exigence ITIE	Recommandations du rapport 2019	Entité concernée	Priorité
4	2.2	<p>Evaluation des procédures d'octroi et de transfert dans le secteur des hydrocarbures</p> <p>L'exigence 2.2 dispose que les pays mettant en œuvre l'ITIE sont tenus de divulguer tous les écarts significatifs par rapport au cadre légal et réglementaire applicable régissant les octrois et les transferts ayant eu lieu au cours de l'exercice fiscal couvert par les divulgations les plus récentes de l'ITIE, y compris pour les entreprises dont les paiements sont inférieurs au seuil de matérialité adopté.</p> <p>L'analyse des procédures d'octroi et de transferts telles que décrites en section 4.4.1 fait ressortir les constats suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • La réglementation pétrolière ne précise pas d'une manière explicite les critères d'octroi et leurs pondérations et se limite à lister les documents juridiques et financiers requis des sociétés pour l'introduction d'une demande. • La réglementation précise que la procédure d'octroi n'est pas soumise à la réglementation des marchés publics sans définir de référentiel pour les procédures d'appel à la concurrence pour l'octroi des contrats pétroliers ; • L'administration dispose d'un pouvoir discrétionnaire pour le choix de la procédure d'octroi ; • La réglementation ne prévoit pas un droit de recours pour les soumissionnaires contre les décisions de l'administration. • la réglementation ne prévoit pas une définition des situations de conflit d'intérêt dans les processus d'approbation des octrois et des transferts et ne prévoit pas des mécanismes pour les identifier dans le cas où elles ne sont pas déclarées par les intéressés. • La réglementation ne prévoit pas parmi les critères d'octroi et de transfert l'évaluation de l'intégrité des investisseurs ou des bénéficiaires effectifs des soumissionnaires. <p>Compte tenu de ce qui précède, la procédure d'octroi et de transferts actuelle présente les risques suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'absence de critères clairs et d'un droit de recours contre les décisions de l'administration dans la réglementation sont de nature à octroyer un pouvoir discrétionnaire important à l'administration et favoriser les abus de pouvoir; • L'absence d'une définition des situations des conflits et d'intérêts et de mécanismes de leur identification sont de nature à augmenter les risques de corruption ; et • L'absence d'une évaluation d'intégrité des demandeurs de titres augmente le risque de manque à gagner pour l'Etat. <p><i>Il est recommandé au HCN de réaliser une étude pour la revue des procédures des octrois et des transferts afin de :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>évaluer la conformité des octrois et des transferts réalisés ;</i> • <i>faire un benchmark avec les meilleures pratiques et les standards internationaux ; et</i> • <i>proposer les améliorations dans les procédures d'octroi et de transfert dans le cadre la réforme en cours du cadre légal du secteur des hydrocarbures .</i> 	HCN	1

N°	Exigence ITIE	Recommandations du rapport 2019	Entité concernée	Priorité
5	3	<p>Données sur la production</p> <p>L'exigence 3 de la Norme ITIE dispose que les pays mettant en œuvre l'ITIE devront divulguer les données de production et d'exportation, y compris les volumes et la valeur par matière première.</p> <p>La valeur des substances minières et de carrière produites en 2019 et détaillées en section 4.8.1.2 n'ont pas été communiquées par la DGTM.</p> <p>Par ailleurs, les données sur les importations d'or des EAU en provenance du Tchad font état de volumes significatifs en progression sur les trois dernières années et qui ne sont pas reflétées au niveau des données de la DGTM.</p> <p><i>Il est recommandé de divulguer la valeur de la production minière ainsi que la méthode utilisée pour la valorisation.</i></p> <p><i>Il est recommandé également d'élaborer une étude pour évaluer la contribution du secteur d'orpaillage et identifier les mécanismes de sa canalisation en vue de son intégration au secteur formel.</i></p>	DGTM	1
6	4.9	<p>Assurance des données</p> <p>Selon la <u>note</u> portant sur l'assouplissement de la déclaration ITIE en réponse au Covid-19 publiée par l'ITIE international en juin 2020, le HCN peut opter pour la déclaration assouplie pour les exigences 2,3,4, 5 et 6 à condition notamment de :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ respecter les exigences relatives à la qualité des données et à l'assurance de la qualité (Exigence 4.9.b) ; ➤ faire une évaluation de l'exhaustivité et de la fiabilité des données divulguées, définissant les éventuelles lacunes ou faiblesses de la déclaration et convenir en conséquence de : <ul style="list-style-type: none"> - solliciter des informations supplémentaires auprès des entités déclarantes; ou - entreprendre un rapport complet et conforme à la Norme ITIE pour toute année de déclaration ayant fait l'objet d'une déclaration assouplie, si cela est faisable. <p>Les résultats d'évaluation des pratiques d'audit et d'analyse de la qualité des données a mis en évidence les constats suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Les entités publiques sollicitées n'ont pas soumis une déclaration signée par représentant habilité ; • L'évaluation des pratiques d'audit a mis en évidence des faiblesses au niveau du Cadre de l'Audit et du Contrôle (CAC) ; • La DGTCP et la DGI ne disposent pas de systèmes d'information permettant l'extraction de données désagrégées sur le secteur extractif ; • Les données sur le secteur extractif sont collectées et compilées manuellement par la Cellule de Collecte et de Centralisation des Recettes du Secteur Extractif ; • Les procédures complémentaires mises en œuvre par l'AI ont mis en évidence un problème d'exhaustivité des données sur les revenus extractifs communiquées par la DGTCP. <p><i>Il est recommandé d'opter pour un rapport complet pour les prochains rapports ITIE incluant la réconciliation des données notamment pour les revenus du secteur des hydrocarbures.</i></p>	HCN	1

N°	Exigence ITIE	Recommandations du rapport 2019	Entité concernée	Priorité
7	NA	<p>Divulgarion des données sur les coûts pétroliers et les sous-traitants dans le périmètre du rapport ITIE</p> <p>La sous-traitance dans le secteur extractif revête une importance à plusieurs niveau :</p> <ul style="list-style-type: none"> la contribution des sous-traitants à l'emploi et aux revenus de l'Etat est souvent aussi importante que la contribution des détenteurs des titres ; la sous-traitance locale constitue l'un des piliers de la politique d'accroissement de la contribution de secteur extractif à l'économie ; les sous-traitants bénéficient des même avantages fiscaux que ceux accordés aux opérateurs les coûts pétroliers impactent d'une manière significative les revenus budgétaires au titre des revenus directs pétroliers et les revenus au titre de l'IS ; les sous-traitants représentent souvent les opérateurs sur les sites miniers et pétroliers avec les tout e que cela peut engendrer sur le plan social et environnemental. <p><i>Il est recommandé au HCN d'élaborer une étude de faisabilité sur l'inclusion des sous-traitants et la divulgation des coûts pétroliers dans les prochains rapports ITIE. Les objectifs poursuivis par cette sont :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>la divulgation de données sur la contribution indirecte du secteur notamment à l'emploi et aux revenus de l'Etat ;</i> <i>une meilleure transparence sur les coûts pétroliers ;</i> <i>une meilleure transparence sur l'application des dispositions en matière de contenu local ; et</i> <i>une meilleure transparence sur les impacts sociaux et environnementaux du secteur.</i> 	HCN	3
8	2.6	<p>Exhaustivité des données sur les participations de l'Etat</p> <p>L'exigence 2.6 requière la communication par le gouvernement et par les entreprises d'État de leur niveau de participation dans les entreprises extractives ainsi que les conditions précises de leur participation, notamment leur niveau de responsabilité eu égard à la couverture des dépenses à différents stades du cycle du projet.</p> <p>La SHT et la DGTCP n'ont pas communiqué de données actualisées sur les participations dans les contrats pétroliers et dans le capital des sociétés pétrolières.</p> <p>Les données sur les participations dans le secteur des hydrocarbures ont été collectées à partir du cadastre pétrolier, du rapport ITIE 2018 et des états financiers de la SHT. Néanmoins, les pourcentages de participations de l'Etat dans les AEE accordées dans le cadre du CPP signé avec CNPC en 2014 et l'AEE « KRIM » accordée dans le cadre du CPP signé avec Petrochad Mangara en 2011 n'ont pas pu être vérifiés.</p> <p>Par ailleurs, selon la situation des participations de l'Etat dans les entreprises publiques et parapubliques publiée en date du 15 avril 2020 par la Direction des affaires financières et monétaire et de la supervisons des établissements de Microfinance, la China National Petroleum Corporation International Tchad (CNPCIC) figure parmi la liste des entreprises parapubliques avec moins de 50% de participation de l'Etat. Les rapports ITIE précédents n'ont pas fait état de l'existence de cette participation et aucune information supplémentaire n'a pu être obtenue sur le pourcentage de participation ou sur la date de son acquisition.</p>	DGTCP, DGTM, SGTP, SHT	1

N°	Exigence ITIE	Recommandations du rapport 2019	Entité concernée	Priorité
9	2.5	<p>Nous avons relevé également que la SHT a déclaré avoir encaissé des dividendes de CNPC et Cliveden pour un montant de 5 423 362 754 FCFA alors qu'elle ne détient pas de participations dans le capital de ces deux sociétés. Ce montant a été constaté parmi les revenus financiers dans les comptes 2019 de la SHT.</p> <p>Enfin, la situation des participations détenues par l'Etat dans le capital des sociétés minières en vertu des dispositions des conventions minières n'a pas été communiquée par la DGTM.</p> <p><i>Nous recommandons de divulguer une situation exhaustive des participations de l'Etat dans les contrats pétroliers ainsi que dans le capital des sociétés extractives incluant les conditions rattachées à ces participations.</i></p> <p>Divulgateion des données sur la propriété réelle</p> <p>A compter du 1^{er} janvier 2020, l'exigence 2.5 est exigé que les pays mettant en œuvre l'ITIE demandent - et que les entreprises divulguent publiquement - les informations relatives à la propriété effective. Cette obligation s'applique aux entreprises qui font une demande de licence ou de contrat pétrolier, gazier ou minier, de production ou d'exploration, ou y détiennent une participation directe et l'information devra inclure l'identité de leurs bénéficiaires effectifs, leur degré de participation et les modalités d'exercice de cette participation ou du contrôle desdites entreprises. Toute lacune ou insuffisance significative dans la déclaration des informations sur la propriété effective doit être signalée, notamment en citant le nom des entités qui n'ont pas soumis, en partie ou en totalité, les informations sur la propriété effective.</p> <p>Nous comprenons que, dans le cadre du rapport ITIE, le Secrétariat Technique Permanent de l'ITIE-Tchad a sollicité les opérateurs des champs pétroliers en production pour reporter leurs données. Néanmoins, aucune des sociétés sollicitées n'a soumis de déclaration sur la propriété réelle.</p> <p>Nous comprenons également que les opérateurs et associés dans les champs en phase de développement et les sociétés minières n'ont pas été sollicités.</p> <p><i>Il est recommandé :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>d'inviter toutes les sociétés pétrolières et minières, y compris celles qui font une demande d'un permis ou d'un contrat pétrolier ou minier, à soumettre une déclaration sur la propriété réelle ;</i> - <i>d'organiser un atelier de sensibilisation et de formation sur le formulaire de déclaration pour les entités déclarantes ; et</i> - <i>d'accélérer la mise en place d'un cadre légal pour la mise en place d'un registre sur la propriété réelle.</i> 	HCN	1

N°	Exigence ITIE	Recommandations du rapport 2019	Entité concernée	Priorité										
10	2.6, 4.2 et 4.5	<p data-bbox="443 228 936 252">Exhaustivité des déclarations ITIE de la SHT</p> <p data-bbox="443 272 1637 325">L'analyse de la déclaration de la SHT et de ses états financiers audités au titre de 2019 font ressortir les éléments suivants :</p> <table border="1" data-bbox="443 344 1691 1356"> <thead> <tr> <th data-bbox="454 344 712 371">Opération</th> <th data-bbox="730 344 1691 371">Description et constatations</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="454 403 712 430">Dettes et créances</td> <td data-bbox="730 403 1691 651"> <p data-bbox="730 403 1160 427">Les états financiers de la SHT font ressortir :</p> <ul data-bbox="775 448 1691 571" style="list-style-type: none"> - un emprunt contracté en 2019 pour un montant de 16 milliards de FCFA ; - un solde de dette « associés et groupe » au 31 décembre 2019 d'un montant de 438,6 milliards de FCFA (contre 398,9 milliards de FCFA au 31 décembre 2018) dont 436,2 milliards de FCFA au compte courant de SHT-PCCL ; et - un « compte courant -Etat » affichant un solde créditeur de 2,4 milliards de FCFA <p data-bbox="730 587 1691 639">Ces opérations n'ont pas été reportées dans la déclaration de SHT. La nature de ces dettes et créances et des garanties accordées en contre partie n'ont pas été communiquées.</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="454 671 712 699">Dettes Glencore</td> <td data-bbox="730 671 1691 911"> <p data-bbox="730 671 1691 719">La SHT n'a pas reporté de données sur les coûts déduits au titre du service de la dette et de la commission lui revenant au titre de son mandat de commercialisation.</p> <p data-bbox="730 735 1691 810">Néanmoins, selon les données du MFB¹, le service de la dette Glencore ont atteint un montant de 55 453 millions de FCFA au titre 2019 dont 24 136 millions de FCFA au titre du remboursement des intérêts.</p> <p data-bbox="730 826 1691 900">Par ailleurs, selon les états financiers de la SHT, l'encours de la dette Glencore a diminué de 8,9 milliards de FCFA passant 686,4 au 31 décembre 2018 au 677,5 milliards de FCFA au 31 décembre 2019.</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="454 932 712 959">Créances SRN</td> <td data-bbox="730 932 1691 1091"> <p data-bbox="730 932 1691 1086">Les états financiers de la SHT affichent une créance au titre de la participation pour un montant de 26 238 280 000 FCFA (l'équivalent de 40 millions d'euro). Cette créance ne semble pas en cohérence avec la disposition (I) du Mémorandum d'Entente du 7 janvier 2018 signé entre la SRN et la SHT qui stipule que les 40 millions d'Euro correspondent à un prêt à l'actionnaire SHT au titre de la libération de sa participation dans le capital de SRN. Selon le Mémorandum d'Entente, le montant non encore libéré par SHT à la date du 7 janvier 2018 est de 24 million d'Euro (environ 28,8 millions USD).</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="454 1112 712 1166">Accord de SWAP avec SRN</td> <td data-bbox="730 1112 1691 1356"> <p data-bbox="730 1112 1691 1166">Selon le mémorandum, le paiement par SRN des volumes obtenus au titre de la redevance, pour la période du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2019, sera effectué comme suit :</p> <ul data-bbox="775 1182 1691 1356" style="list-style-type: none"> - Paiement, pour le compte de l'Etat, des coûts de transport au titre de la redevance en nature, au tarif de 4 US\$/baril, sur un compte fiduciaire cogéré par CNPCIC, SHT et SRN ou à la société de pipeline qui devra être créée ; - La livraison du Fioul destiné à générer et livrer par SRN l'électricité à l'Etat avec une capacité nominale de 10 MW (mégawatt) - Livraison du Diesel à la SNE via la SHT pour générer l'électricité dans la limite de 252 000 litres par jour </td> </tr> </tbody> </table>	Opération	Description et constatations	Dettes et créances	<p data-bbox="730 403 1160 427">Les états financiers de la SHT font ressortir :</p> <ul data-bbox="775 448 1691 571" style="list-style-type: none"> - un emprunt contracté en 2019 pour un montant de 16 milliards de FCFA ; - un solde de dette « associés et groupe » au 31 décembre 2019 d'un montant de 438,6 milliards de FCFA (contre 398,9 milliards de FCFA au 31 décembre 2018) dont 436,2 milliards de FCFA au compte courant de SHT-PCCL ; et - un « compte courant -Etat » affichant un solde créditeur de 2,4 milliards de FCFA <p data-bbox="730 587 1691 639">Ces opérations n'ont pas été reportées dans la déclaration de SHT. La nature de ces dettes et créances et des garanties accordées en contre partie n'ont pas été communiquées.</p>	Dettes Glencore	<p data-bbox="730 671 1691 719">La SHT n'a pas reporté de données sur les coûts déduits au titre du service de la dette et de la commission lui revenant au titre de son mandat de commercialisation.</p> <p data-bbox="730 735 1691 810">Néanmoins, selon les données du MFB¹, le service de la dette Glencore ont atteint un montant de 55 453 millions de FCFA au titre 2019 dont 24 136 millions de FCFA au titre du remboursement des intérêts.</p> <p data-bbox="730 826 1691 900">Par ailleurs, selon les états financiers de la SHT, l'encours de la dette Glencore a diminué de 8,9 milliards de FCFA passant 686,4 au 31 décembre 2018 au 677,5 milliards de FCFA au 31 décembre 2019.</p>	Créances SRN	<p data-bbox="730 932 1691 1086">Les états financiers de la SHT affichent une créance au titre de la participation pour un montant de 26 238 280 000 FCFA (l'équivalent de 40 millions d'euro). Cette créance ne semble pas en cohérence avec la disposition (I) du Mémorandum d'Entente du 7 janvier 2018 signé entre la SRN et la SHT qui stipule que les 40 millions d'Euro correspondent à un prêt à l'actionnaire SHT au titre de la libération de sa participation dans le capital de SRN. Selon le Mémorandum d'Entente, le montant non encore libéré par SHT à la date du 7 janvier 2018 est de 24 million d'Euro (environ 28,8 millions USD).</p>	Accord de SWAP avec SRN	<p data-bbox="730 1112 1691 1166">Selon le mémorandum, le paiement par SRN des volumes obtenus au titre de la redevance, pour la période du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2019, sera effectué comme suit :</p> <ul data-bbox="775 1182 1691 1356" style="list-style-type: none"> - Paiement, pour le compte de l'Etat, des coûts de transport au titre de la redevance en nature, au tarif de 4 US\$/baril, sur un compte fiduciaire cogéré par CNPCIC, SHT et SRN ou à la société de pipeline qui devra être créée ; - La livraison du Fioul destiné à générer et livrer par SRN l'électricité à l'Etat avec une capacité nominale de 10 MW (mégawatt) - Livraison du Diesel à la SNE via la SHT pour générer l'électricité dans la limite de 252 000 litres par jour 	SHT	1
Opération	Description et constatations													
Dettes et créances	<p data-bbox="730 403 1160 427">Les états financiers de la SHT font ressortir :</p> <ul data-bbox="775 448 1691 571" style="list-style-type: none"> - un emprunt contracté en 2019 pour un montant de 16 milliards de FCFA ; - un solde de dette « associés et groupe » au 31 décembre 2019 d'un montant de 438,6 milliards de FCFA (contre 398,9 milliards de FCFA au 31 décembre 2018) dont 436,2 milliards de FCFA au compte courant de SHT-PCCL ; et - un « compte courant -Etat » affichant un solde créditeur de 2,4 milliards de FCFA <p data-bbox="730 587 1691 639">Ces opérations n'ont pas été reportées dans la déclaration de SHT. La nature de ces dettes et créances et des garanties accordées en contre partie n'ont pas été communiquées.</p>													
Dettes Glencore	<p data-bbox="730 671 1691 719">La SHT n'a pas reporté de données sur les coûts déduits au titre du service de la dette et de la commission lui revenant au titre de son mandat de commercialisation.</p> <p data-bbox="730 735 1691 810">Néanmoins, selon les données du MFB¹, le service de la dette Glencore ont atteint un montant de 55 453 millions de FCFA au titre 2019 dont 24 136 millions de FCFA au titre du remboursement des intérêts.</p> <p data-bbox="730 826 1691 900">Par ailleurs, selon les états financiers de la SHT, l'encours de la dette Glencore a diminué de 8,9 milliards de FCFA passant 686,4 au 31 décembre 2018 au 677,5 milliards de FCFA au 31 décembre 2019.</p>													
Créances SRN	<p data-bbox="730 932 1691 1086">Les états financiers de la SHT affichent une créance au titre de la participation pour un montant de 26 238 280 000 FCFA (l'équivalent de 40 millions d'euro). Cette créance ne semble pas en cohérence avec la disposition (I) du Mémorandum d'Entente du 7 janvier 2018 signé entre la SRN et la SHT qui stipule que les 40 millions d'Euro correspondent à un prêt à l'actionnaire SHT au titre de la libération de sa participation dans le capital de SRN. Selon le Mémorandum d'Entente, le montant non encore libéré par SHT à la date du 7 janvier 2018 est de 24 million d'Euro (environ 28,8 millions USD).</p>													
Accord de SWAP avec SRN	<p data-bbox="730 1112 1691 1166">Selon le mémorandum, le paiement par SRN des volumes obtenus au titre de la redevance, pour la période du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2019, sera effectué comme suit :</p> <ul data-bbox="775 1182 1691 1356" style="list-style-type: none"> - Paiement, pour le compte de l'Etat, des coûts de transport au titre de la redevance en nature, au tarif de 4 US\$/baril, sur un compte fiduciaire cogéré par CNPCIC, SHT et SRN ou à la société de pipeline qui devra être créée ; - La livraison du Fioul destiné à générer et livrer par SRN l'électricité à l'Etat avec une capacité nominale de 10 MW (mégawatt) - Livraison du Diesel à la SNE via la SHT pour générer l'électricité dans la limite de 252 000 litres par jour 													

¹ Note sur le secteur pétrolier au quatrième trimestre 2019 N°11

N°	Exigence ITIE	Recommandations du rapport 2019	Entité concernée	Priorité
		<ul style="list-style-type: none"> - La facturation des coûts de génération d'électricité par SRN selon un contrat de production et de fourniture d'électricité dont la signature a été prévue avant le 31 décembre 2018 ; - Le solde restant est payé et/ou remboursé sur une base mensuelle. <p>En 2019, les volumes vendus au titre de la redevance ont totalisé 4 millions de barils pour une valeur de 187,4 millions USD.</p> <p>Néanmoins, les données sur l'affectation des livraisons à SRN conformément aux modalités ci-dessus n'ont pas été communiquées.</p> <p>Les éléments ci-dessus peuvent être de nature à impacter l'exhaustivité des données se rapportant aux exigences 4.1, 4.2 4.3 et 2.6 de la Norme ITIE.</p> <p><i>Il est recommandé de clarifier la nature de ces opérations et d'évaluer leurs impacts sur exigences 2.6, 4.2 et 4.5 de la Norme ITIE.</i></p>		

Effectivité des transferts infranationaux

L'exigence 5.2 de la Norme ITIE requière la divulgation des transferts infranationaux obligatoires, la formule de partage des revenus ainsi que tout écart entre le montant des transferts calculé selon la formule de partage des revenus et le montant réellement transféré entre le gouvernement central et chaque entité infranationale concernée.

❖ Pour le secteur des hydrocarbures

La [Loi N°002/PR/2014](#) prévoit l'affectation de 5% des redevances au titre des contrats pétroliers aux Collectivités territoriales décentralisées des régions productrices. La vérification de transferts a fait ressortir les constatations suivantes :

11 5.2

- Les appels de fonds sont considérés pour le calcul des transferts alors qu'ils correspondent aux recettes provenant du Tax Oil et de l'Interest Oil en plus des redevances. Il est à noter que le Tax Oil est qualifié comme revenu indirect alors que l'Interest Oil n'est pas pris en compte dans le calcul des transferts aux régions productrices selon les dispositions de la [Loi N°002/PR/2014](#) ;
- Les appels de fonds correspondent à des recettes nettes du service de la dette, des coûts pétroliers et des coûts de transport alors que la [Loi N°002/PR/2014](#) n'est pas explicite sur les coûts à déduire des redevances servant de base aux rétrocessions au profit des régions productrices ;
- les 5% des appels de fonds N°106,107 et 108 ont été affectés en totalité à la région de Doba alors qu'ils correspondent aux recettes pétrolières des trois régions productrices de Doba, de Koudwala et de Mangara ;
- les transferts à Doba ont été suspendus à partir du mois d'août suite à la décision de geler le compte du CPGRP.
- Les transferts à Koudwala sont effectués sur une base forfaitaire et ne prennent pas en compte les recettes au titre des redevances du Consortium CNPIC ;
- Les données sur les transferts éventuels à la région de Mangara dans la province de Logone Occidental n'ont pas été communiquées ; et
- Depuis la dissolution du Collège de Contrôle et de Surveillance des Recettes Pétrolières (CCSRP) en avril 2018 aucune agence gouvernemental n'a été désignée pour rendre compte du décaissement et de l'affectation des 5 %.

DGTCP

2

N°	Exigence ITIE	Recommandations du rapport 2019	Entité concernée	Priorité
		<p>❖ Pour le secteur minier</p> <p>Le Code Minier de 2018 prévoit l'affectation de 5% des revenus provenant des activités minières aux Collectivités Territoriales Décentralisées sur le territoire desquelles se trouvent les sites d'exploitation minière.</p> <p>Néanmoins, ces transferts ne sont pas encore effectifs en raison de la non publication du décret fixant les modalités d'alimentation, d'opération et de fonctionnement des transferts.</p> <p><i>Nous recommandons de :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - clarifier les déviations constatées par rapport aux dispositions de la Loi N°002/PR/2014 ; - clarifier le cadre de contrôle des revenus affectées aux collectivités locales ; et - d'accélérer la publication du décret portant modalités d'application de l'article 315 du Code Minier. 		
		<p>Intégration des données sur le secteur extractif</p> <p>L'exigence 1.5 de la Norme ITIE stipule que le plan de travail doit aborder le thème du périmètre d'application de la mise en œuvre de l'ITIE, en incluant des programmes d'action visant à renforcer la divulgation systématique et à gérer les aspects techniques de la déclaration tels que l'exhaustivité (4.1) et la fiabilité des données (4.9).</p> <p>La collecte des données dans le cadre du présent rapport a fait ressortir les constats suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Les DGTCP et la DGI ne disposent pas de systèmes d'information permettant l'extraction de données désagrégées sur le secteur extractif ; • La données sur le secteur extractif sont collectées et compilées manuellement par la Cellule de Collecte et de Centralisation des Recettes du Secteur Extractif ; et • Les données reportées et divulguées par la Cellule sur les revenus de secteur extractif au titre de 2019 n'étaient pas exhaustives. <p><i>Dans le cadre de l'intégration des données ITIE , nous recommandons d'élaborer une étude en vue de :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - évaluer le fonctionnement de la Cellule de Collecte et de Centralisation des Recettes du Secteur Extractif ; - évaluer des processus de liquidation et de recouvrement du secteur extractif ; - identifier risques de contrôle dans le processus actuel de collecte et de divulgation des données ; - analyser les systèmes en place ou en cours d'implémentation et leur capacité à répondre aux besoins et exigences de l'ITIE ; et - identifier les actions permettant de mettre en place à terme un système de divulgation systématique de données exhaustives et fiables sur le secteur extractif. 		
12	1.5		HCN	2

N°	Exigence ITIE	Recommandations du rapport 2019	Entité concernée	Priorité
13	7	<p>Prise en compte de la transition énergétique dans le débat public</p> <p>Les changements climatiques ont conduit sur le plan international au recours aux sources d'énergie moins polluantes incluant le gaz naturel qui est considéré comme l'un des fondements d'une transition énergétique favorable à la protection de l'environnement.</p> <p>L'état des lieux du secteur de l'énergie au Tchad fait ressortir les éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Malgré le potentiel des énergies renouvelables avéré, la production de l'énergie électrique est principalement dominée par des centrales thermiques au diesel¹ ; • Le prix moyen de vente du kWh reste parmi les plus chers de la sous-région (140 F/kWh à N'Djamena)² ; • Pour une population d'environ 13 millions d'habitants, seuls 6,4% ont accès à l'électricité³ ; • Le gaz associé à la production pétrolière du Tchad est brûlé à la torche engendrant à la fois un manque à gagner pour l'Etat et un impact négatif sur l'environnement . Les volumes brûlés en 2019 sont estimés à 170 millions de mètre cube⁴ pour 2019 ; • La Loi N°006/PR/2007 du 2 mai 2007 relative aux Hydrocarbures même si elle intègre le gaz naturel dans son champ se concentre quasi exclusivement sur le pétrole brut et les produits pétroliers ; • Les subventions accordées au secteur de l'énergie ont été estimées dans le cadre du rapport ITIE 2019 à environ 193,8 millions USD soit 38% des revenus budgétaires provenant du secteur pétrolier au titre de 2019 ; et • La Loi N°006/PR/2007 du 2 mai 2007 ne prévoit pas de dispositions favorisant la mise en valeur du gaz associé à la production pétrolière et ne prend pas en compte les spécificités des activités des segments intermédiaires et aval du secteur gazier . <p>Il est recommandé d'inclure dans le plan d'action de l'ITIE-Tchad une étude de cadrage visant à identifier les dispositions légales et contractuelles ainsi que les pratiques qui sont de nature à alimenter le débat sur la transition énergétique au Tchad notamment en ce qui concerne les subventions, les dépenses fiscales, les obligations des opérateurs pour le marché local, les obligations environnementales, l'affectation des revenus extractifs à la transition énergétique, la relation financière entre l'Etat , la SRN et la SNE.</p>	HCN	3

¹ Source : Lette de Politique Energétique (MPE) , Août 2018 sauf indication contraire

² Diagnostic, institutionnel, organisationnel et financier et plan d'actions d'amélioration, de la SNE, publié en janvier 2018

³ Source : Lette de Politique Energétique (MPE) , Août 2018

⁴ <https://www.ggfrdata.org/>

6.2 Suivi des recommandations des rapports antérieurs

6.2.1. Mesures correctives issues de la première validation du Tchad

EXIGENCES	MESURES CORRECTIVES	SUIVI DE L'ADMINISTRATEUR INDEPENDANT
Exigence 1.3	Conformément à l'Exigence 1.3 et au protocole relatif à la société civile, le Tchad doit garantir la mise à disposition d'un espace adéquat permettant une participation active, pleine et effective de la société civile au processus ITIE, sans crainte de représailles. Il est recommandé de mettre en œuvre des protections adéquates afin de supprimer effectivement les dispositions des lois et réglementations (par exemple, l'Ordonnance 23) qui limitent la liberté d'action de la société civile. Il est recommandé d'étendre le champ d'application des dispositions contenues dans le décret présidentiel visant à protéger les membres de la société civile qui siègent au Groupe multipartite afin d'inclure des protections juridiques pour tous les acteurs de la société civile dont la contribution au processus ITIE est substantielle.	Pas de commentaires reçus
Exigence 1.4	Conformément à l'Exigence 1.4, le Tchad devra s'assurer que les procédures exposées dans le Décret de 2018 sont mises en œuvre dans la pratique. Le Tchad devra veiller à ce que chaque collègue publie ses procédures de nomination et de modification de ses membres respectifs siégeant au Groupe multipartite et à ce que ceux-ci disposent des capacités nécessaires pour remplir leurs obligations. Le Groupe multipartite devra clarifier sa politique et ses pratiques en matière d'indemnités journalières et faire en sorte qu'elles ne débouchent pas sur des conflits d'intérêts. Le Tchad devra s'assurer que les réunions du Groupe multipartite sont annoncées suffisamment à l'avance et que les documents circulent en temps utile, avant de faire l'objet d'un débat et d'une éventuelle adoption. Le Tchad devra également veiller à ce que toutes les discussions et les décisions du Groupe multipartite soient documentées comme il se doit, et le pays est encouragé à les publier en ligne. De plus, le Tchad est encouragé à dispenser une formation appropriée aux nouveaux membres du Groupe multipartite, à fournir des fonds adéquats à la mise en œuvre de l'ITIE et à s'assurer que le Groupe multipartite fonctionne dans un environnement favorable pour assumer son mandat, conformément à l'Art.24 du Décret de 2018, afin de permettre à l'ITIE Tchad de remplir son mandat. Compte tenu de ses fonctions centrales dans le secteur pétrolier au Tchad, il est également recommandé que Glencore désigne son représentant au Groupe multipartite pour garantir une représentation adéquate des entreprises.	Pas de commentaires reçus
Exigence 2.2	En conformité avec l'Exigence 2.2, le Tchad devra faire en sorte que les informations sur les licences octroyées et transférées dans les deux secteurs soient accessibles au public. Le Tchad est tenu de divulguer les critères techniques et financiers qui ont été utilisés pour octroyer ou transférer des licences. Dans le cas de licences octroyées au travers d'un processus d'appel d'offres, le Tchad est tenu de divulguer la liste des demandeurs ainsi que les critères de soumission. De plus, le Tchad est encouragé à divulguer des informations exhaustives et ponctuelles concernant les licences octroyées avant et après l'exercice sous revue. Le Tchad est encouragé à inclure les informations supplémentaires relatives à l'octroi des licences dans la déclaration ITIE, accompagnées d'un commentaire sur l'efficacité et l'efficacité des procédures d'octroi.	Voir section 4.4.
Exigence 2.3	Conformément à l'Exigence 2.3, Il est exigé du Tchad qu'il tienne à jour un registre public ou un système de cadastre public présentant des données exhaustives sur les licences détenues par toutes les entreprises pétrolières, gazières et minières. Outre les plans qu'il a établis pour renforcer le cadastre, le Tchad pourrait envisager de mettre à profit la carte actuellement disponible sur le site Internet du ministère du Pétrole et de l'Énergie. Dans l'intervalle, le Tchad devra s'assurer que les futurs Rapports ITIE fournissent les informations prévues à	Voir Section 4.3

EXIGENCES	MESURES CORRECTIVES	SUIVI DE L'ADMINISTRATEUR INDEPENDANT
	<p>l'Exigence 2.3.b, dont les coordonnées et les dates de demande et d'expiration de toutes les licences détenues par des entreprises minières, pétrolières et gazières aux revenus significatifs. La déclaration ITIE devra également documenter les efforts déployés par le gouvernement pour renforcer son système de cadastre.</p>	
Exigence 3.2	<p>Aux termes de l'Exigence 3.2, le Tchad est tenu d'assurer une divulgation complète des données de production provenant du secteur minier.</p>	Voir Section 1.2.4
Exigence 4.6	<p>Conformément à l'Exigence 4.6, le Tchad est tenu de rapprocher et de divulguer les revenus perçus au niveau local s'ils sont significatifs. Le Tchad devra déployer les moyens nécessaires pour solliciter les gouvernements infranationaux et les associer au processus de rapportage et de rapprochement. Le Tchad devra également divulguer les chiffres provenant des entreprises qui mènent leurs activités dans des régions productrices et qui sont tenues de verser des paiements directs infranationaux conformément au cadre réglementaire. En l'absence de gouvernement local, le Tchad pourra également préciser dans quelles zones les paiements sont versés directement au Trésor public.</p>	Voir section 4.10.3
Exigence 5.2	<p>Conformément à l'Exigence 5.2, le Tchad devra s'assurer que les transferts infranationaux effectifs sont divulgués par les agences gouvernementales s'ils sont significatifs. Le Tchad devra fournir la formule spécifique de partage des revenus pour calculer les parts légales revenant à chaque gouvernement local, la valeur des transferts exécutés par gouvernement local et une évaluation des divergences par rapport à la valeur des transferts infranationaux calculés selon la formule. Le Tchad est encouragé à garantir que tous les transferts discrétionnaires ou ad hoc significatifs sont également divulgués et, là où c'est possible, réconciliés. Compte tenu de la dissolution du Collège de Contrôle et de Surveillance des Recettes Pétrolières (CCSRP) en avril 2018 et de son mandat consistant à rendre compte du décaissement et de l'affectation des 5 %, le Tchad est encouragé à préciser quelles agences gouvernementales sont chargées de ces prérogatives à compter de 2017. Le Tchad est également encouragé à solliciter les gouvernements locaux bénéficiant de transferts infranationaux extractifs en vue de rapprocher les transferts infranationaux, de rapprocher ces paiements et de renforcer la sensibilisation des Communautés locales.</p>	Voir section 4.10.3
Exigence 6.2	<p>En conformité avec l'Exigence 6.2, le Tchad est tenu d'élaborer un processus de déclaration pour les subventions aux carburants et le service de la dette nationale qui ne figurent pas au budget national. Le Tchad devra mener un examen approfondi de toutes les dépenses des revenus pétroliers qui ne sont pas présents dans le budget national. Le Tchad devra en outre élaborer un processus de déclaration pour ces dépenses en vue d'atteindre un niveau de transparence égal à celui des autres paiements et flux de revenus. En particulier, il est recommandé que le Tchad élabore des formulaires de déclaration appropriés à même de présenter le volume et la valeur du pétrole brut livré à la raffinerie pour la production d'électricité ainsi que la quantité d'électricité et la valeur correspondante livrée à l'État.</p>	Voir Section 4.9.3
Exigence 7.1	<p>Conformément à l'Exigence 7.1, le Tchad devra s'assurer que la déclaration ITIE est compréhensible, notamment en veillant à ce qu'elle soit rédigée dans un style clair et accessible et que des résumés exécutifs ou des sous-rapports thématiques soient disponibles et traduits en arabe. Le Tchad devra également faire en sorte que des fonds adéquats soient disponibles pour des réunions de sensibilisation, y compris auprès des régions et des communautés où se déroulent des activités extractives, et que les parties prenantes locales bénéficient d'actions de renforcement des capacités visant à améliorer leur compréhension de la gestion du secteur pétrolier. En outre, le Tchad devra encourager les agences gouvernementales, les entreprises et la société civile à s'engager pleinement dans la diffusion des Rapports ITIE, y compris de manière bilatérale. Pour renforcer la mise en œuvre, le Tchad est encouragé à améliorer l'accessibilité publique d'informations clés sur la gestion du secteur extractif au travers de divulgations systématiques des informations requises en vertu de la Norme ITIE, par le biais des systèmes habituels du gouvernement et des entreprises.</p>	Pas de commentaires reçus

6.2.2. Recommandations des rapport ITIE antérieurs

N	Titre	Recommandations	Mesures prises pour remédier à cette défaillance
Recommandations du rapport 2018			
1	Absence de publication du rapport d'avancement	<p>Nous recommandons au HCN d'inviter les parties prenantes afin de préparer et de publier le rapport d'avancement pour l'année de 2018 afin d'évaluer l'impact de l'ITIE au cours de cette année. Ce rapport annuel devrait contenir :</p> <p>1- un résumé des activités entreprises dans le cadre de l'ITIE durant l'année écoulée et une description des résultats de ces activités ;</p> <p>2- une évaluation des progrès réalisés pour chaque Exigence de l'ITIE et les mesures prises pour aller au-delà des Exigences. Sont ici visées toutes les actions entreprises pour traiter des questions que le groupe multipartite aura identifiées comme étant prioritaires pour la mise en œuvre de l'ITIE ;</p> <p>3- un aperçu des réponses du groupe multipartite aux recommandations issues du rapprochement des informations et de la Validation, et des progrès accomplis, conformément à l'Exigence 7.3.</p> <p>4- une évaluation des progrès accomplis dans la réalisation des objectifs définis dans le plan de travail du groupe multipartite ; et</p> <p>5- un compte rendu explicite des efforts entrepris pour renforcer l'impact de la mise en œuvre de l'ITIE sur la gouvernance des ressources naturelles</p>	Pas de commentaire reçu
2	Caractère inclusif du secteur extractif et égalité des sexes	<p>Nous recommandons au HCN d'inviter les parties prenantes à considérer la question du genre et de l'inclusivité au niveau du secteur extractif afin de se conformer avec la Norme ITIE 2019 et ceci à travers :</p> <p>1- une meilleure représentativité du sexe féminin au niveau des organismes et instances en charge de la mise en place de l'ITIE au Tchad ; et</p> <p>2- préparer une étude sur l'équilibre des sexes dans le secteur extractif</p>	Pas de commentaire reçu
3	Ecart au niveau du tableau d'amortissement de la dette Glencore	<p>Nous recommandons au HCN d'inviter les parties prenantes et en particulier la direction de la SHT à expliquer la nature de cet écart et à présenter un tableau d'amortissement de la dette qui soit cohérent sur la durée d'amortissement de la dette.</p>	Pas de commentaire reçu

N	Titre	Recommandations	Mesures prises pour remédier à cette défaillance
Recommandations antérieures à 2018			
1	Respect du mécanisme de fiabilisation des données retenues par le Haut Comité National	<p>- sur les 16 sociétés extractives ayant soumis des formulaires de déclaration, 6 sociétés n'ont pas envoyé des formulaires de déclaration certifiés par un auditeur externe ou un commissaire aux comptes.</p> <p>- sur les 5 régies financières ayant soumis leurs déclarations, aucune entité n'a fourni un formulaire de déclaration signé par sa direction et certifié par la Chambre des Comptes.</p> <p>Nous recommandons au HCN de :</p> <p>1- prendre les mesures de sensibilisation nécessaires à l'égard des entreprises extractives et les régies financières afin de se conformer au mécanisme de fiabilité des données adopté au niveau de la Section 2.4 du rapport ITIE 2017 ; et</p> <p>2- prévoir des délais raisonnables pour chaque étape de l'élaboration du rapport ITIE notamment celle de la certification des données.</p>	Pas de commentaire reçu
2	Réconciliation des revenus des ventes des quotes-parts d'huile de l'Etat	<p>Lors de nos travaux de réconciliation, nous n'avons pas été en mesure de réconcilier les revenus des ventes des redevances en nature et parts de l'Etat dans la production du pétrole brut en 2017 reportés par la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) avec ceux reportés par Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique (DGTCP). Cette situation est expliquée par le caractère non exhaustif des données divulguées par la DGTCP.</p> <p>Nous recommandons au HCN de prendre les mesures adéquates afin d'analyser la source des dits écarts, d'évaluer leurs impacts sur le Rapport ITIE et de prendre les actions nécessaires pour remédier à cette situation.</p>	Pas de commentaire reçu
3	Non exhaustivité de la publication des contrats miniers	<p>Nous avons noté que les contrats signés entre le Gouvernement et les entreprises minières sont publiés sur le site officiel du Secrétariat Technique Permanent ITIE-Tchad (http://itie-tchad.org/toutes-les-conventions-dexploitation-miniere-et-carriere-au-tchad/). Toutefois, parmi 60 permis miniers valides au 31 décembre 2017, uniquement 25 contrats ont été publiés sur le site de l'ITIE Tchad tel que détaillé au niveau de l'Annexe 10 du présent rapport.</p> <p>Afin de se conformer à l'exigence de la norme relative à la publication des contrats, nous recommandons au HCN de prévoir les éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - des actions requises pour que tous les contrats miniers soient publiés et accessibles au public ; - un plan d'actions et des activités portant sur la manière dont laquelle la publication des contrats doit être effectuée ; - mettre à jour le ou les site(s) web dédié(s) à jour tous les trois (3) mois à la suite de tout changement ou modification de l'information survenu après la dernière mise à jour ; et - examen des barrières institutionnelles ou légales relatives aux clauses de confidentialité qui peuvent empêcher une telle publication. <p>En attendant la mise en place complète de la démarche citée plus haut, nous recommandons au Secrétariat Technique Permanent (STP) de s'assurer que tous les contrats miniers soient disponibles au niveau de leur bibliothèque ainsi qu'au niveau site officiel de l'ITIE Tchad ou tout autre site web dédié.</p>	Pas de commentaire reçu

N	Titre	Recommandations	Mesures prises pour remédier à cette défaillance
4	Retard dans la mise en place du registre de propriété réelle	Nous recommandons à la HCN d'accélérer la procédure de recours à une expertise pour mettre en œuvre la feuille de route sur la propriété réelle et pouvoir respecter les délais fixés par la norme ITIE.	Voir section 4.6
5	Alignement des conventions minières avec la réglementation en vigueur en matière de confidentialité	Nous avons relevé au niveau des conventions minières des dispositions traitant de la confidentialité comme suit « Cette convention restera confidentielle pendant toute sa durée de validité et ne peut être divulguée à des tiers par l'une des parties sans le consentement exprès de l'autre partie » ce qui est en contradiction avec l'article 7 du Code de Transparence et de Bonne Gouvernance au Tchad promulgué en décembre 2016, Nous recommandons au HCN de prendre les mesures nécessaires afin qu'il y ait une mise à jour des contrats minières pour qu'ils soient en harmonie avec la nouvelle législation en vigueur et la politique du gouvernement en matière de confidentialité et de publication des contrats.	Pas de commentaire reçu
6	Participation de l'Etat dans la Société de Raffinage de N'Djamena (SRN)	Selon le rapport du Commissaire aux Comptes de la SHT pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la participation de 40% dans la Société de Raffinage de N'Djamena (SRN) figure parmi les titres de participation de la SHT en 2017 et 2018. Cependant, selon la lettre envoyée par le Ministère de Pétrole, des Mines et de l'Energie (MPME) à la Direction Générale de la SRN en date du 08 juillet 2018, présentée au niveau de l'Annexe 13 du présent rapport, il est stipulé que : - la République du Tchad est représentée par le MPME, dénommée « l'Etat », dans les statuts de la SRN ; et - au cas où l'Etat déciderait de faire détenir ses actions de 40% par la SHT, la SRN sera avisée en conséquence. Nous recommandons au HCN d'inviter les parties concernées afin de clarifier la situation par rapport à la participation de l'Etat dans la Société de Raffinage de N'Djamena (SRN).	Pas de commentaire reçu
7	Alignement des contrats pétroliers avec la réglementation en vigueur en matière de confidentialité	Nous recommandons au HCN de prendre les mesures nécessaires afin qu'il y ait une mise à jour des contrats pétroliers pour qu'ils soient en harmonie avec la nouvelle législation en vigueur et la politique du gouvernement en matière de confidentialité et de publication des contrats.	Le Décret 1838 portant politique de publication des informations du secteur extractif au Tchad publié sur le site ITIE-Tchad en novembre et le nouveau Code Pétrolier est en cours d'élaboration traitent de la recommandation.
8	Respect des instructions pour la préparation des formulaires de déclaration	Nous recommandons de mettre en place les actions de sensibilisation nécessaires afin de pallier les manquements et défaillances constatés de la part des entités déclarantes et assurer la réussite du processus de collecte des données et le respect des Exigences de la Norme ITIE.	L'action de sensibilisation est menée par le Secrétariat Technique Permanent en amont, au moment de l'élaboration des rapports.

N	Titre	Recommandations	Mesures prises pour remédier à cette défaillance
9	Déclaration des Informations sur la propriété réelle	Afin d'améliorer la qualité des informations remontées par les entreprises dans les prochains rapports ITIE, nous recommandons au HCN de lancer une étude portant sur les exigences réglementaires en matière de divulgation des informations sur la propriété réelle au Tchad, la notion de la propriété ultime dans le droit tchadien. Cette étude permettrait au HCN de convenir une définition de la propriété réelle et les modalités de la collecte de cette information pour les besoins des rapports ITIE	Voir section 4.6
10	Absence de statistiques récentes sur le secteur artisanal et le secteur informel	Nous n'avons pas été en mesure de trouver des études récentes sur le secteur artisanal et le secteur informel, leurs contributions dans l'économie et dans l'emploi. Nous recommandons aux différents protagonistes du secteur de multiplier les études et les recherches sur ce secteur.	Activité reportée dans le plan de travail 2020
11	Intégration de la date de demande du permis au niveau du cadastre pétrolier	Nous recommandons au HCN de contacter les parties concernées afin d'intégrer toutes les données exigées par la norme ITIE.	Activité en cours
12	Absence de base de données ITIE	Nous recommandons qu'une base de données actualisée soit tenue au niveau du Secrétariat Technique de l'ITIE comprenant toutes les informations relatives aux entreprises opérant dans le secteur extractif. Une mise à jour régulière de cette base de données doit être effectuée par la mise en place d'un système d'information et de coordination entre les entreprises extractives, l'administration et le Secrétariat Technique de l'ITIE.	Activité reconduite dans le plan de travail national 2020 en cours d'élaboration.
13	Absence de statistiques récentes sur le secteur minier	Nous recommandons de mettre en place les mécanismes de suivi nécessaires afin d'assurer un suivi adéquat des opérations de recherches et d'exploration dans le secteur minier. Nous recommandons aussi de prévoir une cellule en charge du suivi de la production des différents opérateurs extractifs dans le pays.	Activité reconduite dans le plan de travail national 2020 en cours d'élaboration
14	Absence du cadastre des permis miniers	Nous recommandons la mise en place rapide d'un système de cadastre minier capable d'intégrer toutes les données garantissant une gestion transparente et efficiente des titres. Il est fortement recommandé que ce cadastre soit mis en place sous la forme d'un système informatique qui peut être par la suite publiquement accessible via le web	Voir section 4.3

N	Titre	Recommandations	Mesures prises pour remédier à cette défaillance
15	Publication des contrats	<p>Nous recommandons au HCN de préparer une feuille de route afin de se conformer à l'exigence de la norme relative à la publication des contrats.</p> <p>Cette feuille de route doit prévoir les éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - un plan d'action et des activités portant sur la manière dont laquelle la publication des contrats doit être effectuée ; - les actions requises pour que tous les contrats miniers et pétroliers soient publiés et accessibles au public ; - les démarches à suivre pour une éventuelle promulgation d'une loi ou un texte réglementaire sur la publication des contrats ; - examen des barrières institutionnelles ou légales relatives aux clauses de confidentialité qui peuvent empêcher une telle publication ; et En attendant la mise en place complète de la démarche citée plus haut, nous recommandons au Secrétariat Technique de s'assurer que tous les contrats soient disponibles au niveau de leur bibliothèque. 	Voir section 4.5
16	Etat des recettes fiscales du secteur extractif	<p>Nous recommandons d'améliorer l'état de suivi des recettes fiscales du secteur extractif afin de permettre une utilisation efficace et efficiente pour atteindre les objectifs pour lesquels il a été conçu et notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> - En s'assurant de l'exhaustivité des données et des paiements inclus dans cet état ; et - En remplissant toutes les données utiles à savoir les numéros d'identification fiscale et les activités de chaque opérateur. 	Activité en cours
17	Flux collectés directement par le Ministère de l'Energie et du Pétrole	Nous recommandons la mise en place au niveau du Ministère de l'Energie et du Pétrole d'un rapport retraçant les lignes budgétaires concernés par ces taxes perçues et leur affectation.	Activité reconduite dans le plan de travail 2020.
18	La mise en place d'un cadastre minier et pétrolier	<p>Nous recommandons au Haut Comité National de l'ITIE-Tchad d'encourager les Ministères de tutelle du secteur extractif tchadien à mettre en place un véritable Cadastre pétrolier et minier qui, actualisé régulièrement, centraliserait les contacts, ainsi que toute l'information disponible sur les entreprises extractives enregistrées au Tchad.</p> <p>Dans la perspective d'un renforcement de la transparence du secteur, le Cadastre pétrolier et minier pourrait utilement être mis à la disposition du public, notamment sur les sites respectifs des Ministères de tutelle ainsi que sur le site de l'Initiative nationale.</p>	<p>Activité en cours.</p> <p>Un mini-cadastre pétrolier a été réalisé et publié sur le site web de ITIE-Tchad.</p>
19	Fourniture de la référence des PJ à chaque paiement	Nous recommandons au Haut Comité National de l'ITIE-Tchad d'encourager les parties déclarantes à fournir, sur une base systématique, la référence de la pièce justificative associée à chaque paiement. L'élaboration des prochains Rapports ITIE devrait y gagner en efficacité et en fluidité	Activité en cours

N	Titre	Recommandations	Mesures prises pour remédier à cette défaillance
20	Manquements et incohérences relevés lors de la revue du contrat de préfinancement	<p>Nous recommandons au HCN d'entamer les démarches nécessaires auprès des parties prenantes afin de pouvoir obtenir les éclaircissements nécessaires sur ces opérations de financement.</p> <p>Nous recommandons de mettre en place les mécanismes de suivi nécessaires afin d'impliquer le CCSRP dans toutes les opérations et contrats relevant du secteur pétrolier afin qu'il puisse jouer son rôle de contrôle sur ce secteur</p>	Activité en cours.
21	Calcul des transferts aux régions productrices	<p>Nous recommandons au HCN d'entamer les mesures nécessaires auprès des autorités compétentes afin d'harmoniser les conventions de préfinancement avec la législation en vigueur. Selon les règles universelles de droit, en cas de conflit entre un texte légal ou une convention avec la constitution, c'est la constitution qui prime. Par conséquent, il est utile de préciser l'ordre de priorité entre le paiement des ressources des collectivités territoriales décentralisées et le paiement des dettes des conventions de préfinancement.</p>	Une lettre de demande d'information adressée à la BEAC et au Ministère des Finances
22	Fiabilité et exhaustivité des données collectées par la Cellule de Collecte et de Centralisation des Recettes du Secteur Extractif et implication des régies financières dans la collecte de données	<p>Nous recommandons au HCN de mettre en place les mécanismes nécessaires pour intégrer plus les régies financières dans le processus ITIE à travers les actions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> -Eviter au maximum la saisie manuelle des quittances avec la transmission de données sous format électronique ; -Nommer un point focal dans chaque administration, il sera responsable de la transmission de ces données à la cellule d'une façon périodique (mensuellement) ; -La cellule doit rapprocher périodiquement les revenus pétroliers indirects (payés par les sociétés directement par virement à la banque centrale) avec les relevés de la banque centrale ; -La cellule doit procéder à un rapprochement des données reçues de la part des administrations avec les données qui sont centralisées au niveau du Trésor Public -Les rapports mensuels de rapprochement doivent être transmis au secrétariat technique pour validation. <p>Nous recommandons au HCN de mobiliser les parties prenantes afin d'améliorer la qualité des informations déclarées par les régies financières à travers la mise en place des actions suivantes - Les droits de douane doivent être déclarés après une vérification entre les données dont dispose la cellule de collecte les services de douanes ;</p> <ul style="list-style-type: none"> -Les flux payés en devise doivent être reportés par le cellule libellées en la devise de réception des fonds. Ceci peut être effectué par la consultation des relevés de la Banque Centrale pour les paiements effectués par virement. 	Activité en cours.
25	Publication des informations sur les dettes contractées par la SHT	<p>Nous recommandons au HCN de prendre les mesures nécessaires afin que les parties prenantes soient en mesure de disposer des informations nécessaires pour présenter un niveau de détail suffisant au niveau du TOFE.</p>	Activité en cours.

N	Titre	Recommandations	Mesures prises pour remédier à cette défaillance
26	Absence de Statistiques sur l'emploi	Nous recommandons de mettre en place les mécanismes de suivi nécessaires afin de permettre d'assurer la mise à jour des données statistiques sur les emplois annuellement. Nous recommandons la mise en place rapide d'un système de cadastre pétrolier et minier capable d'intégrer toutes les données garantissant une gestion transparente et efficiente des titres.	Activité en cours.
27	Mise à jour de la situation des participations de l'Etat	Nous recommandons au HCN de sensibiliser les parties concernées sur l'importance de cette information exigée par la norme ITIE et ce par un suivi rigoureux de toutes les opérations ayant une incidence sur les participations de l'Etat et la mise à jour, en conséquence, de la situation de ces participations	Activité en cours.



Annexes

ANNEXES

N°	Désignation
1	Nomenclature des Flux
2	Mini Cadastre Pétrolier (Mise à jour 18 Novembre 2020)
3.1	Cadastre Minier : Titres actifs
3.2	Cadastre Minier : Titres en instance
4	Modèle des formulaires de déclaration
5	Modèle de déclaration sur le bénéficiaire effectif
6	Suivi de la conformité à la procédure d'assurance des données par les entités déclarantes
7	Structure du Capital et propriété réelle des sociétés du périmètre
8	Lettre MPME-SRN : Actions de l'Etat Tchadien dans le capital de SRN
9	Tableau des effectifs permanents par société extractive en 2018 - Secteur des Hydrocarbures & Raffinerie
10	Tableau des effectifs permanents par société extractive en 2018 - Secteur Minier
14	Détail des paiements 2019

Les annexes sont consultables sur le fichiers EXCEL joint à ce rapport.

Cabinet Karim Lourimi

25 Rue El Nasr
2080 Ariana - TUNISIA
Tél +216 27 596 595